

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS  
SERVICIOS ELÉCTRICOS PARA ELECTROPERÚ S.A.”**

**TITULACIÓN POR EXÁMEN PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**FELIPE TEODORO AGUIRRE CALLAN**

**PROMOCIÓN**

**1994-2**

**LIMA-PERU**

**2001**

En agradecimiento a mis padres y hermanos que con esfuerzo y dedicación han contribuido en mi formación profesional.

**“APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS  
SERVICIOS ELÉCTRICOS PARA ELECTROPERÚ S.A.”**

## SUMARIO

El Ministerio de Energía y Minas mediante su Decreto Supremo N° 020-97-EM establece la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y su Base Metodológica, cuyo objetivo es fijar los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y 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.

En el proceso de adecuación a la NTCSE, Electroperú ha realizado actividades tales como, adquisición de equipos registradores de calidad, medición, evaluación y análisis de los parámetros de calidad de producto eléctrico y el cálculo de las compensaciones económicas establecidas en la mencionada Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Las compensaciones económicas establecidos por la NTCSE resultaron muy exigentes para las empresas eléctricas, siendo necesaria plantear a las autoridades del sector modificaciones en cuanto a las tolerancias de los parámetros de calidad y la suspensión de las compensaciones para las perturbaciones.

**INDICE  
TABLA DE CONTENIDOS**

	PÁGINA
<b>PROLOGO</b>	01
<b>CAPITULO I</b>	
<b>MARCO TEORICO DE LA NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS (NTCSE)</b>	
1.1. Objetivo de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	02
1.2. Base Legal	02
1.3. Disposiciones Generales	03
1.4. Etapas de aplicación de la Norma	04
1.5. Descripción de las variables eléctricas de calidad en las actividades de generación eléctrica	07
1.5.1 Variación de tensión	07
1.5.2. Flicker	08
1.5.3. Tensiones armónicas	09
1.5.4. Frecuencia	13
<b>CAPITULO II</b>	
<b>CAMPAÑA DE MEDICIONES DE VARIABLE ELECTRICA</b>	
2.1. Clientes de Electroperú	14

2.2.	Puntos de entrega y de medición de Electroperú	16
2.3.	Procedimiento de mediciones de parámetros de calidad	24
2.3.1.	Programación de la campaña de mediciones	24
2.3.2.	Implementación de la campaña de mediciones	24
2.3.3.	Ejecución de la campaña de mediciones	30
2.3.4.	Envío de la información a la autoridad	33

### **CAPITULO III**

#### **REGISTRO DE MEDICIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

3.1.	Registro de mediciones de variación de tensión (voltios)	34
3.2.	Registro de perturbaciones (Flicker y Armónicas)	35
3.3.	Registro de frecuencia	38
3.4.	Análisis de las mediciones por punto de entrega	39

### **CAPITULO IV**

#### **CALCULO DE COMPENSACIONES Y SUS IMPLICANCIAS**

##### **ECONÓMICAS PARA ELECTROPERU**

4.1.	Cálculo de compensaciones	52
4.2.	Implicancias económicas en la gestión empresarial de Electroperú	58
4.2.1	Calculo de compensaciones durante la Campaña Piloto de Mediciones de Calidad de Servicio Eléctrico	59
4.2.2	Resumen de Compensaciones pagadas por Electroperú	60
4.2.3	Compensaciones aproximadas para la tercera etapa de NTCSE	61

**CAPITULO V**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

5.1. Conclusiones 62

5.2. Recomendaciones sobre la aplicación de la NTCSE 64

**ANEXO A** 65

**BIBLIOGRAFIA** 140

## PROLOGO

El presente informe de ingeniería tiene por finalidad dar a conocer los procedimientos y criterios técnicos que se tienen en cuenta en la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (aprobado por el Ministerio de Energía y Minas mediante D.S. N° 020-97-EM), en la empresa de generación eléctrica Electroperú, así como sus implicancias económicas en la gestión de esta empresa.

Comprende, la descripción de las actividades de medición, evaluación y análisis de los parámetros de calidad de producto eléctrico tal como la Norma Técnica lo establece. Se empieza por la programación de la campaña de medición mensual teniendo en cuenta los números de puntos de medición que corresponde por variación de tensión y perturbaciones (que son de 07 días continuos), así como la selección adecuada de los equipos que se van a utilizar en la mencionada campaña.

Se presenta el análisis de las mediciones realizadas en las diferentes campañas de medición para cada punto de entrega y por cada parámetro de calidad; y las respectivas implicancias económicas que resultan de las compensaciones calculadas desde la campaña piloto de mediciones hasta el ultimo semestre del presente año (2001).

También se presenta algunas conclusiones y recomendaciones, recogida sobre la base de la experiencia en las empresas eléctricas.



## **CAPITULO I**

### **MARCO TEORICO DE LA NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS (NTCSE)**

#### **1.1. Objetivo de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos**

El objetivo de la presente Norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y 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.

#### **1.2. Base Legal**

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 29°, 31°, 34°, 36°, 102° y aquellos que resulten aplicables).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 6°, 55°, 95°, 183°, 201°, 239° y aquellos que resulten aplicables).
- Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME que aprueba la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas.
- Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME que aprueba la escala de multas y penalidades a aplicarse en caso de incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas complementarias.
- Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE que aprueba la Directiva N°

001-95-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

### **1.3. Disposiciones Generales**

- En la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos se establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establece las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.
- Se entiende por Suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado; y se entiende por Cliente a todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros. Se entiende por Terceros a todos aquellos que, sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta.
- Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo con la Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público que entrega un suministrador a sus clientes. Éstos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De

requerirse indicadores de performance de un suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables.

#### **1.4. Etapas de aplicación de la Norma**

Se fijan estándares de calidad para el servicio de la electricidad y el alumbrado público que rigen desde la fecha de entrada en vigencia de la Norma. La adecuación de las entidades involucradas en la prestación de este servicio, se lleva a cabo en tres (3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente.

##### **Primera Etapa**

Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses y comienza al entrar en vigencia la Norma (Octubre de 1997). En esta etapa, las entidades involucradas en la prestación del servicio están obligadas a:

- a)** Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de la calidad de producto, calidad de suministro, calidad de servicio comercial y calidad de alumbrado público a controlar; excepto en aquellos casos que, por mandato explícito de la Norma, puedan implementarse en etapas posteriores.
- b)** Implementar todos los medios necesarios para garantizar la calidad del servicio comercial que les compete.
- c)** Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de la información:
  - Para el cálculo de los indicadores;
  - Para la comparación con los estándares de calidad; y

- Para la transferencia, a la autoridad, de la información requerida por ella.

Esto incluye las bases de datos especificadas por la Norma. Tratándose exclusivamente de la base de datos que contenga el esquema de alimentación de un suministrador a cada uno de sus clientes en baja tensión, como se detalla más adelante, su implementación puede prolongarse hasta antes de finalizar la segunda etapa. En este caso, se debe probar, al finalizar la primera etapa, que se ha logrado un avance mínimo real del 30% en su implementación, con lo que se dará por autorizado.

- d)** Efectuar una campaña piloto de medición y registro de las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad; calcular los indicadores; y actuar sobre ellos para mejorar la calidad, de ser necesario.
- e)** Presentar, dentro de los primeros seis (6) meses, un Programa de Adecuación a la Norma que comprenda los puntos mencionados en los párrafos anteriores. La duración de estos programas queda circunscrita a esta primera etapa. La autoridad debe pronunciarse dentro de los quince (15) días calendario de presentado el programa. En caso contrario, se tendrá por aprobado. Las observaciones de la autoridad deben ser subsanadas en un plazo máximo de quince (15) días calendario.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas durante esta etapa.

### **Segunda Etapa**

Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la primera etapa (Abril

de 1999).

El incumplimiento con los plazos y programas de adecuación planteados en la primera etapa da lugar a las sanciones establecidas en la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

### **Tercera Etapa**

Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la segunda etapa (Noviembre de 2000).

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

### **Modificaciones de la NTCSE**

Cabe mencionar que para el inicio de la segunda etapa y tercera etapa se han dado las siguientes modificaciones a la NTCSE mediante las siguientes resoluciones:

- Resolución N° 009-99-EM, (de 11 de abril de 1999).

Se suspende la aplicación de la NTCSE en diversos sistemas eléctricos y se posterga el inicio de las mediciones correspondientes a la Segunda Etapa de la Norma a partir del 12 de octubre de 1999 y modifican las tolerancias de los parámetros de calidad de frecuencia y perturbaciones (armónicas).

Resolución N° 013-2000-EM, (de 27 de julio de 2000).

Se dispone ampliar el plazo de la aplicación de la Segunda Etapa de la Norma Técnica hasta el 31 de diciembre del 2000.

- Resolución N° 017-2000-EM, (de 18 de setiembre de 2000).

Se dispone ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la Norma Técnica hasta el 31 de diciembre del 2001.

- Resolución N° 040-2001-EM, (de 17 de julio de 2001).

Se dispone suspender la aplicación de la NTCSE respecto a los parámetros de calidad de perturbaciones, se modifican las tolerancias en cuanto a la frecuencia y calidad de suministro.

## **1.5. Descripción de las variables eléctricas de calidad en las actividades de generación eléctrica**

### **1.5.1. Variación de tensión**

En el sistema interconectado Centro Norte se observa que el comportamiento del perfil de tensión en las distintas barras depende de las condiciones de carga del sistema, así como de las contingencias, que afectan no solo el perfil de tensiones sino la seguridad.

#### **Causas de la caída de tensión:**

- Conductores inadecuados para transportar determinado nivel de carga.
- Excesiva longitud de transmisión.
- Falta de mantenimiento en los equipos involucrados en la transmisión de energía.
- Fenómenos atmosféricos (producen interrupciones).
- Corrientes de arranque de motores (picos de tensión)

### **1.5.2. Flicker**

El flicker es la fluctuación de tensión que produce variación notoria instantánea de los niveles de iluminación.

El flicker es también un tipo de señal subarmónica que puede ocasionar parpadeos luminosos perceptibles y que son molestos para el ojo humano (rango entre 0.1 a 25 Hz).

#### **Causas**

Entre las principales cargas que originan flicker en los sistemas eléctricos se tiene:

- Control automático de encendido y apagado (on/off) para termostatos y temporizadores en los equipos de cocina, calefacción, aire acondicionado, y copadoras.
- Hornos de arco
- Máquinas de soldar
- Fundiciones

#### **Evaluación del flicker**

El índice de severidad por flicker o intensidad de flicker de corta duración (Pst) está definido por la norma IEC 868.

Según esta norma IEC 868 el flicker ha sido evaluado durante 10 minutos continuos dentro del período de medición con las siguientes especificaciones:

Lámpara de 60 W, 230 V, 50 Hz

Lámpara de 60 W, 120 V, 60 Hz

En ambos casos el valor de Pst debe ser como máximo igual a 1.

### **1.5.3. Tensiones armónicas**

A partir de la década de los ochenta comenzaron los numerosos progresos en el conocimiento, evaluación y control de la distorsión de las ondas de tensión y corriente en sistemas eléctricos de potencia, que han sido reflejados en numerosas publicaciones en las principales revistas internacionales, así como en las memorias de conferencias de especialistas. Como es el caso de los grupos de trabajo de IEEE, CIGRE, las reuniones periódicas de Electric Power Quality, que han permitido un alto nivel de discusión y difusión de nuevas ideas sobre este campo.

Cabe mencionar que el problema de las armónicas está aumentando considerablemente, como consecuencia de la proliferación de equipos de electrónica de potencia, en todos los niveles del sistema, desde los puntos de generación hasta la utilización de la energía eléctrica.

#### **Causas del problema**

La utilización de la energía eléctrica requiere de un suministro de potencia, con frecuencias y tensiones controlables, mientras que su generación y transmisión se realizan a niveles nominalmente constantes.

Este proceso de conversión se realiza mediante circuitos generalmente no lineales, los cuales están constituidos por semiconductores que distorsionan las ondas de tensión y corriente.

El comportamiento de circuitos con variaciones topológicas frecuentes que afectan a las formas de onda, no puede ser analizado mediante la teoría fasorial de frecuencia única. En estos casos el estado estacionario es una



sucesión de estados transitorios, cuyo estudio requiere de un modelo dinámico.

Por otra parte cuando un sistema dinámico alcanza el estado periódico estacionario, las ondas resultantes siguen las reglas del análisis de Fourier y pueden ser expresadas en términos de componentes armónicas.

Entonces, una armónica se puede definir como el contenido de la función cuya frecuencia es un múltiplo de la fundamental del sistema de potencia.

### **Mecanismos de generación de armónicas**

La generación de energía eléctrica, se produce a frecuencias nominalmente constantes de 50 Hz ó 60 Hz y la fuerza electromotriz de los generadores puede considerarse prácticamente sinusoidal.

Por otra parte, cuando una fuente de tensión sinusoidal se aplica a una carga no lineal, la corriente resultante no es perfectamente senoidal. En presencia de la impedancia del sistema, la corriente causa una caída de tensión no senoidal, y por lo tanto, se produce una distorsión de la tensión en bornes de la carga, es decir, ésta contiene armónicas.

### **Importancia del tema**

El requisito primordial de todo sistema eléctrico es la confiabilidad del suministro y relacionado con él su calidad, que incluye el problema de la distorsión.

En la actualidad el incremento de los equipos de electrónica de potencia han aumentado los niveles de contaminación armónica.

Considérese, por ejemplo, el auge de la informática en la última década y consecuentemente el efecto de distorsión del ordenador personal. Otro caso es el reciente interés por las técnicas de conservación de energía y entre ellas el uso de la bomba de calor de alto rendimiento, cuya característica es considerablemente no lineal.

En el área industrial, continúa creciendo la utilización de procesos dependientes de la electrónica de potencia para su funcionamiento. Incluso en las fuentes generadoras y en el transporte de energía, se está incrementando el control mediante la electrónica de potencia, como es el caso de la modulación por ancho de pulso (PWM), control vectorial.

Las empresas suministradoras de energía eléctrica deben imponer restricciones a la conexión de cargas no lineales, a fin de limitar el contenido de tensión armónica en los puntos de acoplamiento común, caso contrario se debe solicitar un certificado de compatibilidad electromagnética.

### **Fuentes convencionales de armónicas**

Al considerar los efectos de la distorsión de ondas, la reacción natural es concentrar los esfuerzos en las fuentes individuales no lineales de gran potencia, es decir, en la electrónica de potencia y en particular, en los convertidores estáticos.

Sin embargo, los componentes de generación, transporte y utilización de la potencia no son perfectamente lineales y pueden dar lugar a niveles de tensión que no deben ignorarse.

Antes del desarrollo de la electrónica de potencia, las fuentes principales de distorsión armónica eran las máquinas rotativas y los

transformadores de los sistemas de suministro, y las lámparas de arco en los puntos de utilización.

En condiciones normales de funcionamiento las máquinas rotativas y transformadores modernos no causan niveles significativos de distorsión; la situación cambia considerablemente durante los transitorios y con sobretensión, condiciones que causan gran distorsión en las corrientes magnetizantes.

### **Armónicas causadas por lámparas de arco**

La iluminación por lámparas de descarga tiene características altamente no lineales y da lugar a corrientes de ordenes armónicas impares.

El problema es quizás más crítico en el caso de la iluminación fluorescente, debido a la alta concentración existente de lámparas de este tipo.

### **Convertidores con hornos de arco**

En el caso de los hornos de arco, estos producen armónicas por las variaciones aleatorias en los instantes de establecimiento del arco, combinadas con las características altamente no-lineales de su impedancia.

Adicionalmente, las fluctuaciones de la tensión debidas a variaciones rápidas de la longitud del arco producen una gama de frecuencias, predominantemente en el intervalo (0.1-25 Hz.). Este efecto es mayor durante el proceso de fusión, debido al movimiento continuo de chatarra y a la interacción entre las fuerzas electromagnéticas producidas por los arcos.

Durante el proceso de refinado el arco es más estable, aunque todavía existe alguna modulación de su longitud por las ondulaciones que se producen en la superficie del metal fundido.

#### **1.5.4. Frecuencia**

La frecuencia del sistema eléctrico está definida a 60 ciclos por cada segundo.

Las variaciones de frecuencias son definidas como la desviación de la frecuencia fundamental del sistema de potencia de su valor especificado 60 Hz.

La frecuencia del sistema de potencia está directamente relacionado con la velocidad de rotación de los generadores que abastecen al sistema.

Existen pequeñas variaciones en la frecuencia como consecuencia del balance dinámico entre la generación y la carga. La magnitud de las desviaciones de frecuencia y su duración depende de las características de la carga y de la respuesta del control de la generación a los cambios de carga.

## CAPITULO II CAMPAÑA DE MEDICIONES DE VARIABLE ELECTRICA

En este capítulo se presenta una descripción de las actividades que se realizan en la campaña de mediciones de calidad dentro del marco de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica.

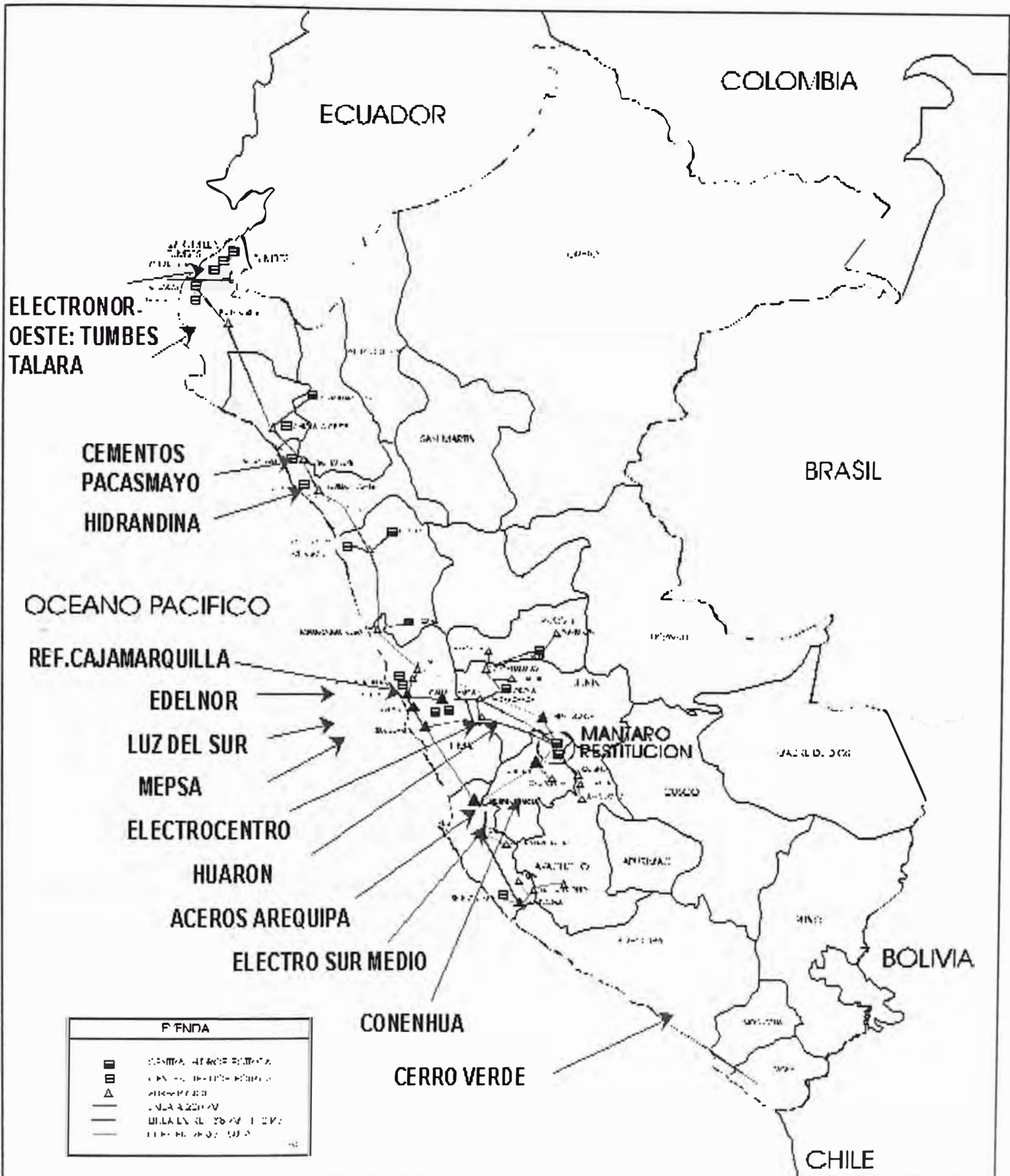
### 2.1. Clientes de Electroperú

Cuadro Nº 1

CLIENTES	PUNTOS DE ENTREGA	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	POTENCIA CONTRATADA (MW)
1. CORPORACIÓN ACEROS AREQUIPA	SE Independencia 220 Kv	220	7.50
2. PRAXAIR	SE Independencia 220 kV	220	5.20
3. CCONENHUA	SE Huancavelica 60 Kv	60	2.50
4. CEMENTOS NORTE PACASMAYO	SE Guadalupe 60 kV	220	14.50
5. REFINERÍA CAJAMARQUILLA	SE Cajamarquilla 220 Kv	60	0.80
6. EDELNOR	SE Chavaria 210 kV	210	260.00
	SE Santa Rosa 210 kV	210	70.00
7. LUZ DEL SUR	SE San Juan 210 kV	210	270.00
	SE Santa Rosa 210 kV	210	100.00
8. ELECTRO SUR MEDIO	SE Ica 60 kV	62.5	7.50
	SE Ica 10 kV	10.3	7.50
	SE Independencia 60 kV	62	24.00
	SE Independencia 10 kV	10.1	0.60
9. ELECTROCENTRO	SE Pachachaca 220 kV	224	34.66
	SE Huayucachi 60 kV	61.5	22.77
	SE Huayucachi 10 kV	10	2.36
	SE Huancavelica 60 kV	61	0.62
10. EDECAÑETE	SE San Vicente de Cañete 60 kV	58.7	59.00
11. HIDRANDINA	SE Trujillo Norte 220 kV	225	59.00
	SE Paramonga Nueva 220 kV	220	1.45
12. ELECTRONOROESTE	Talara	225	7.00
	Tumbes	220	9.00

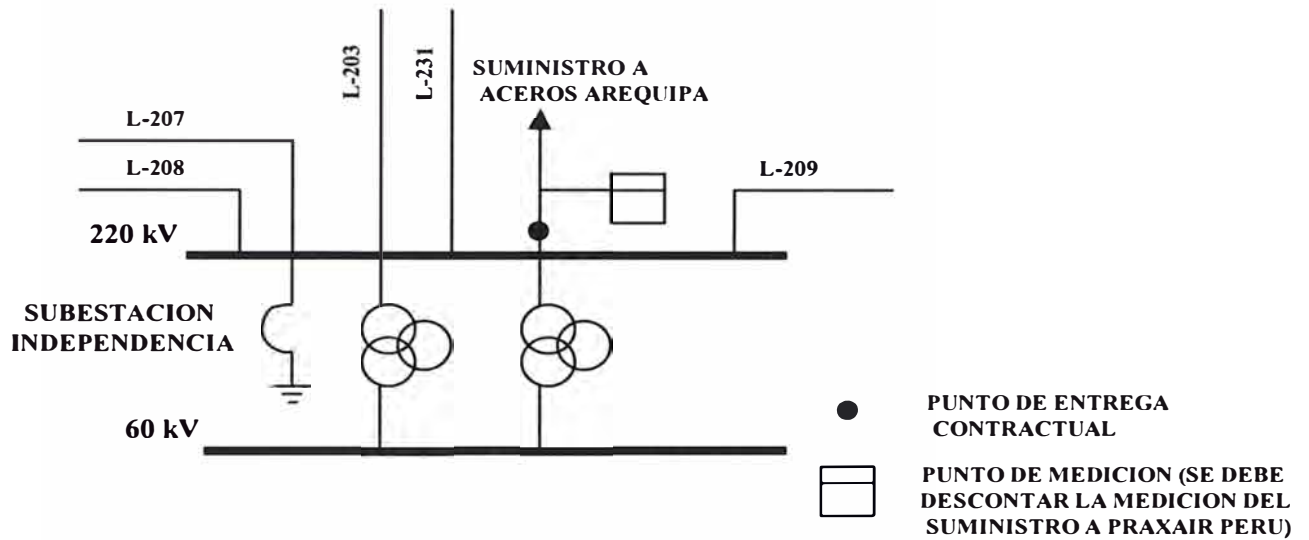
Fuente: Electroperú

# UBICACIÓN DE LOS CLIENTES DE ELECTROPERU

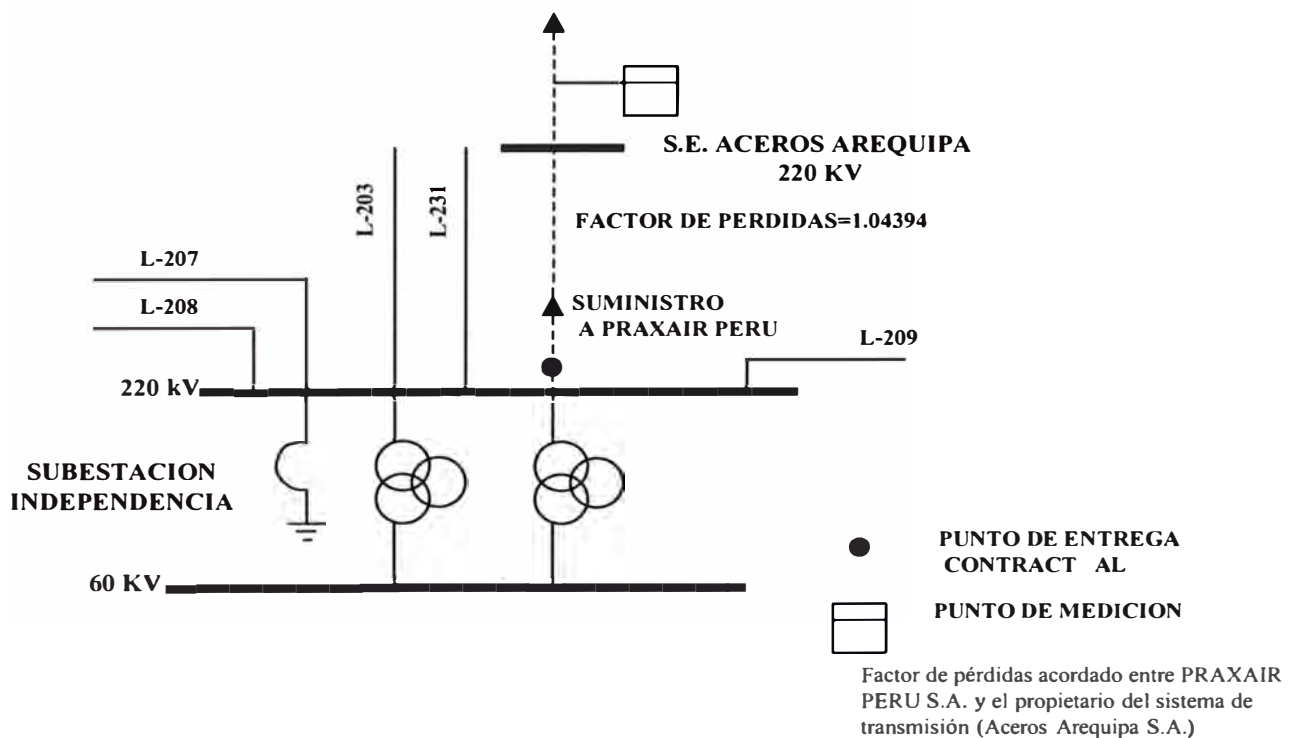


## 2.2. Puntos de entrega y de medición de Electroperú

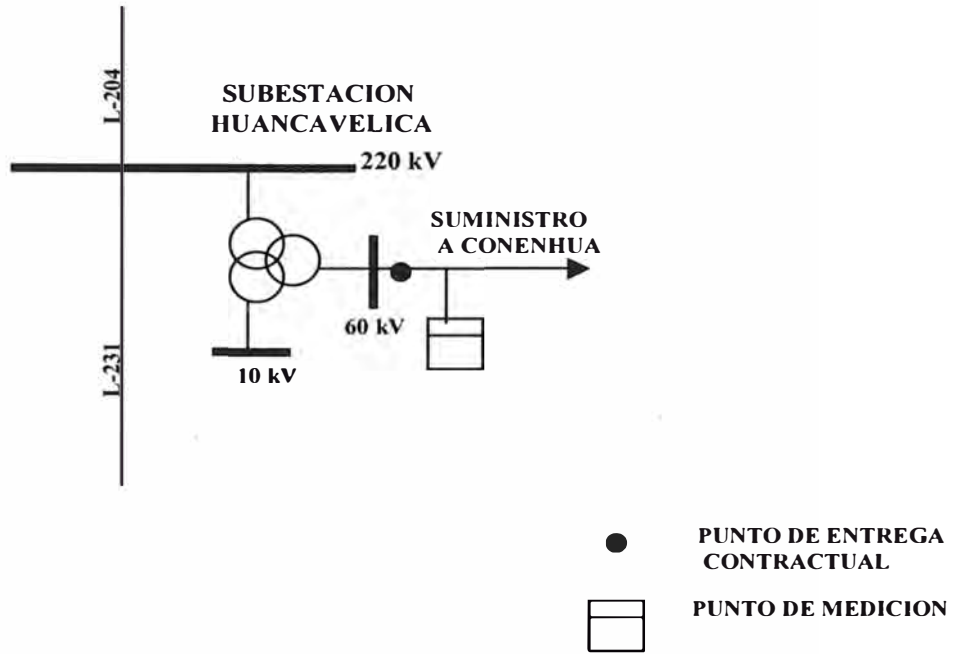
### a) Aceros Arequipa S.A.



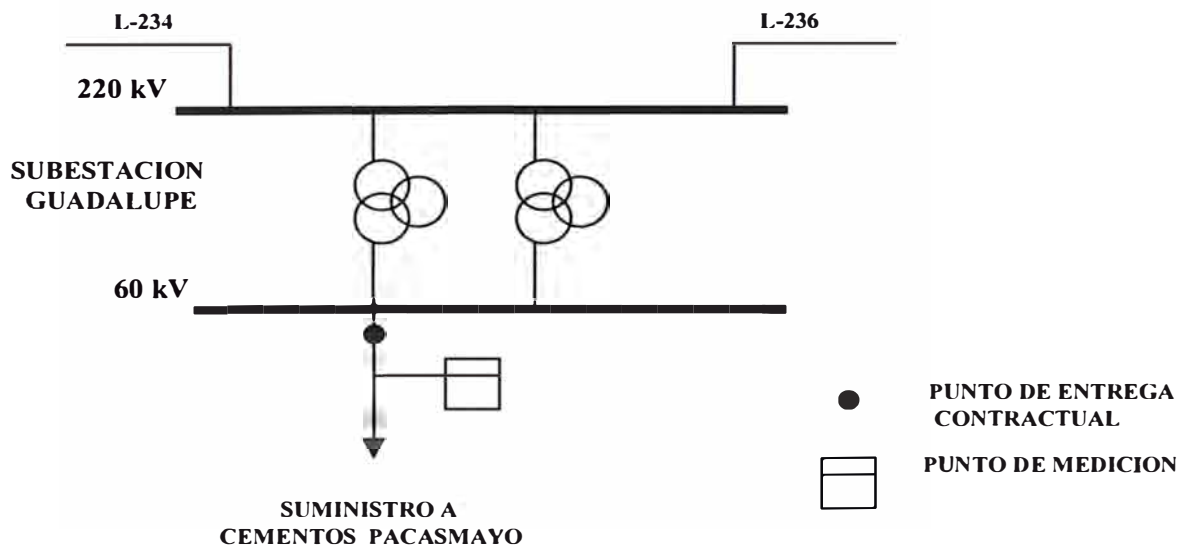
### b) Praxair S.A.



c) Consorcio Energético Huancavelica

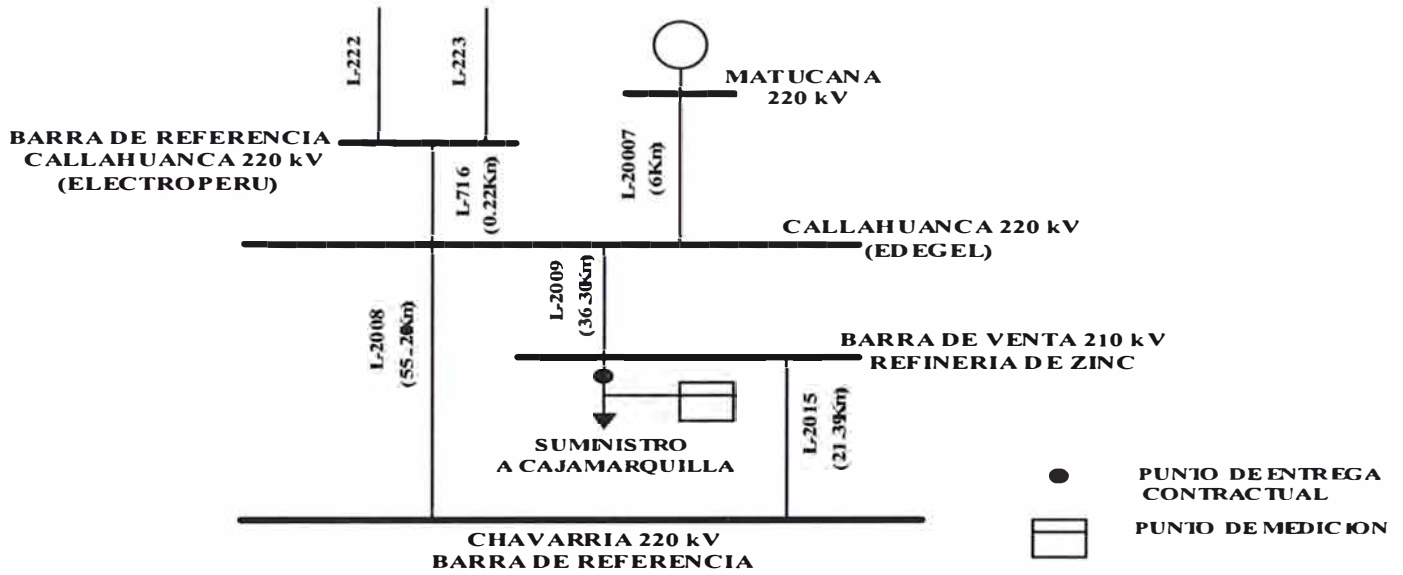


d) Cementos Norte Pacasmayo

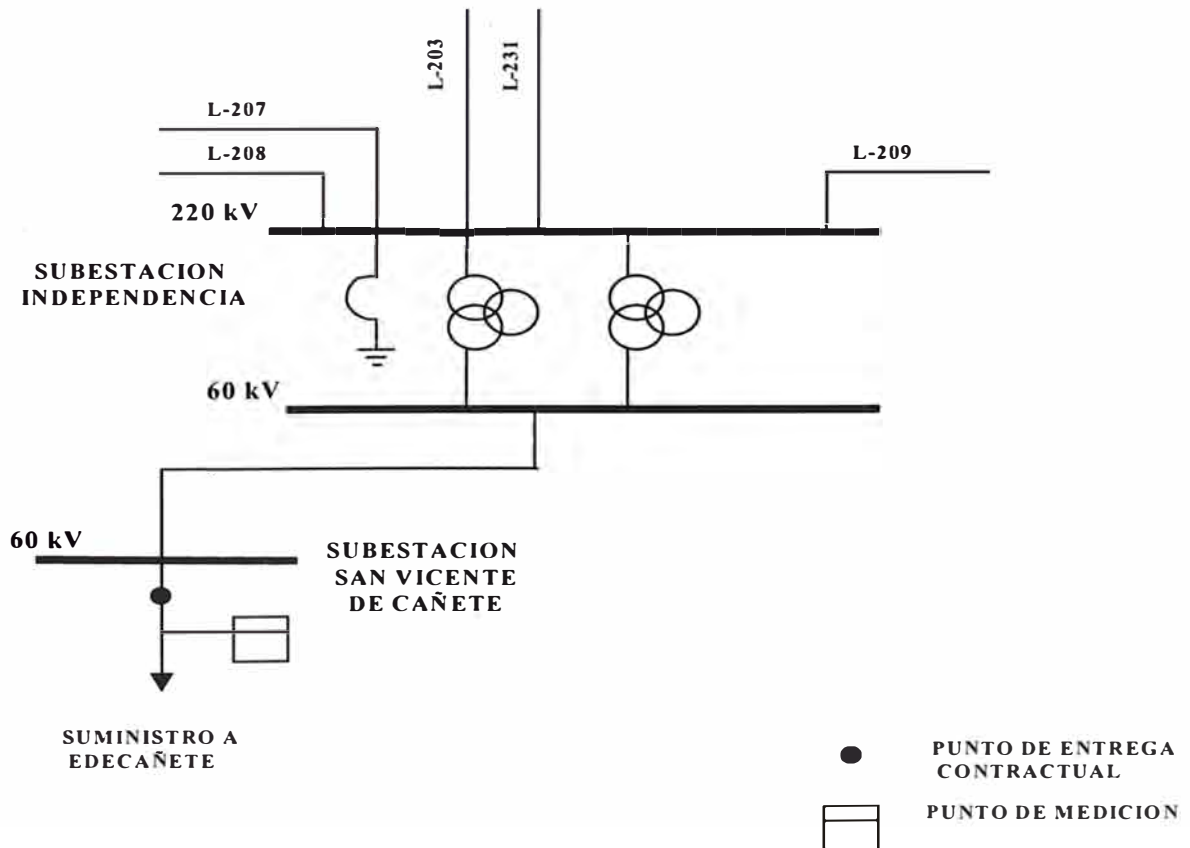




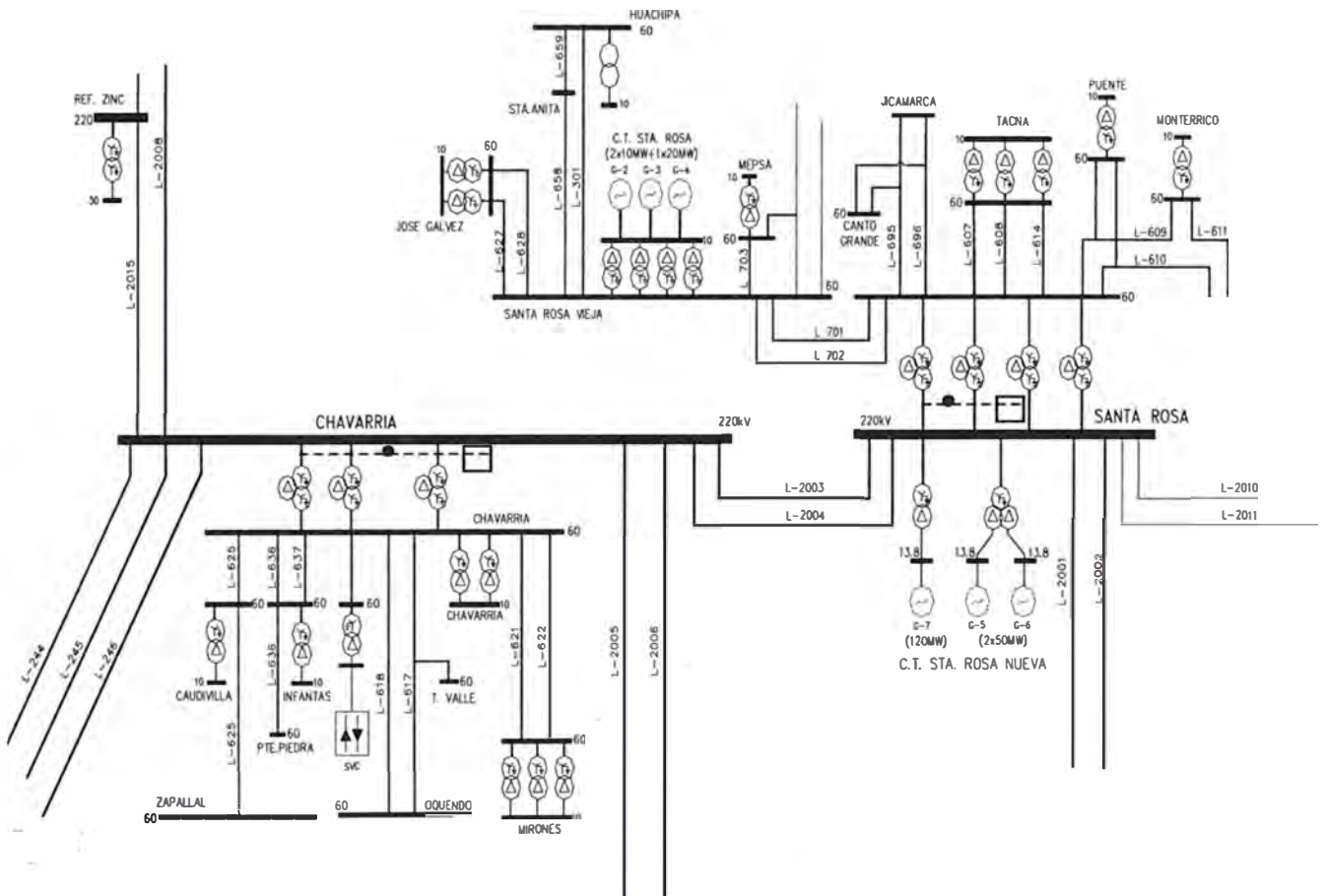
e) Refinería Cajamarquilla



f) Edecañete.

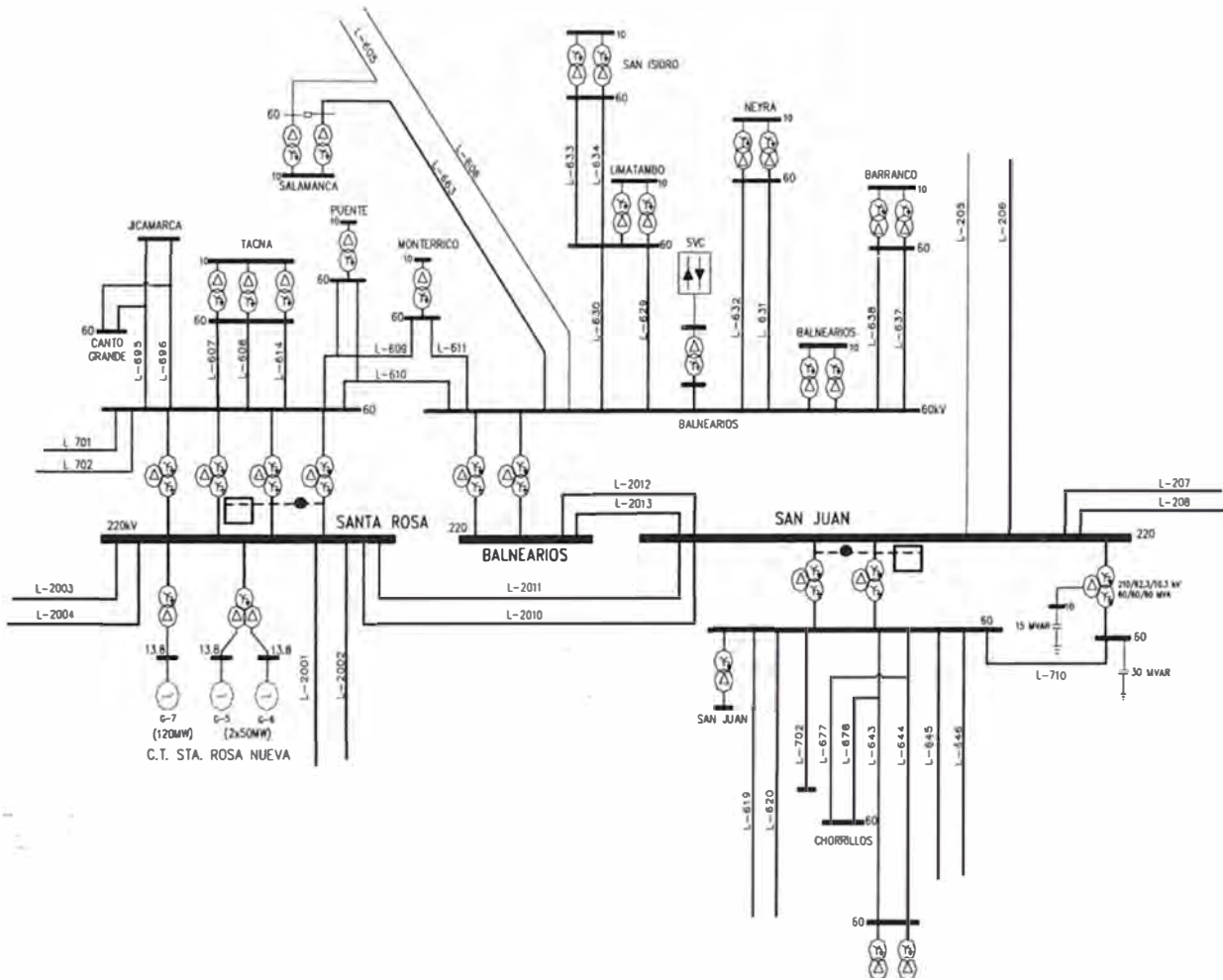


g) Edelnor S.A.



- PUNTO DE ENTREGA CONTRACTUAL
- PUNTO DE MEDICION

h) Luz del Sur S.A.

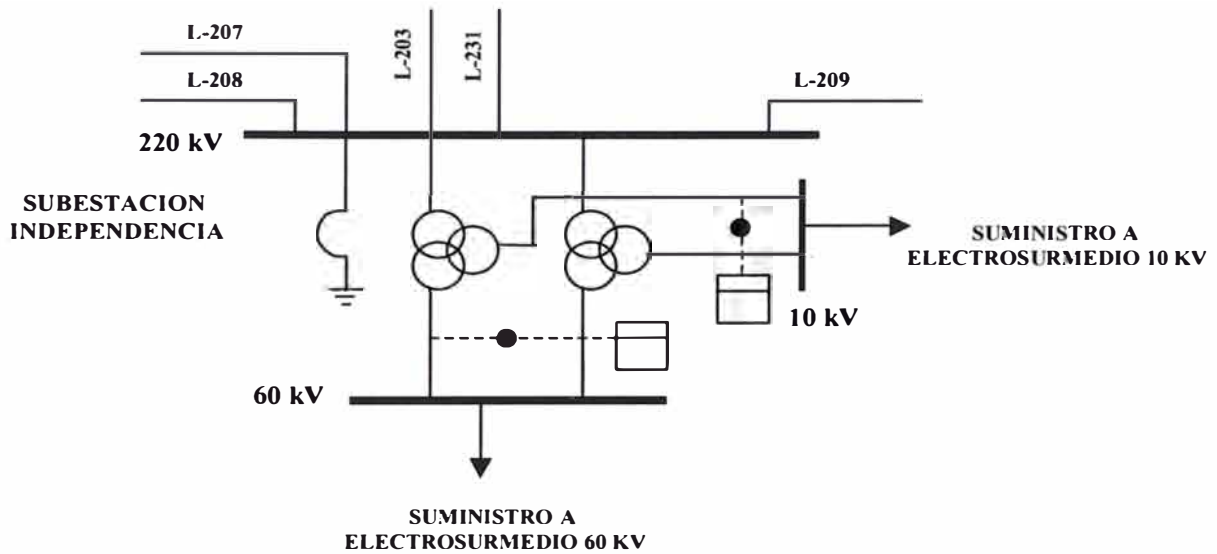


**PUNTO DE ENTREGA CONTRACTUAL**

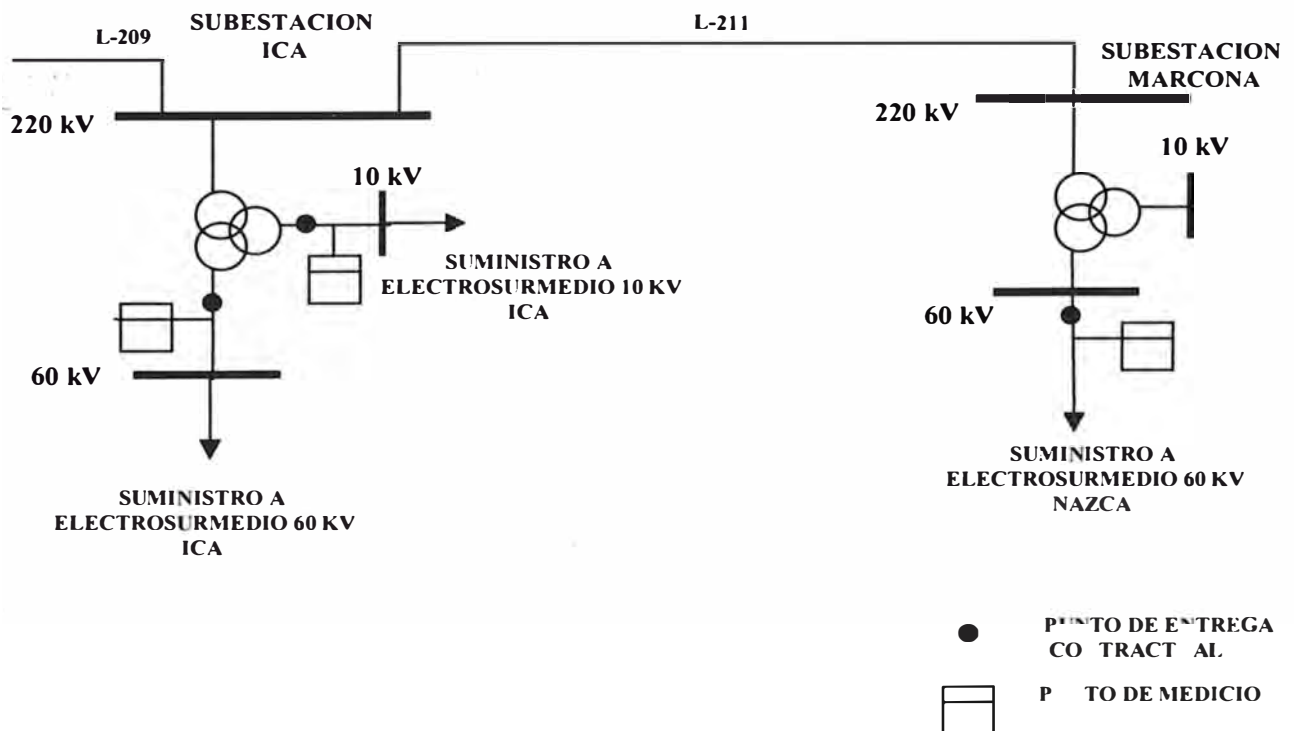


**PUNTO DE MEDICION**

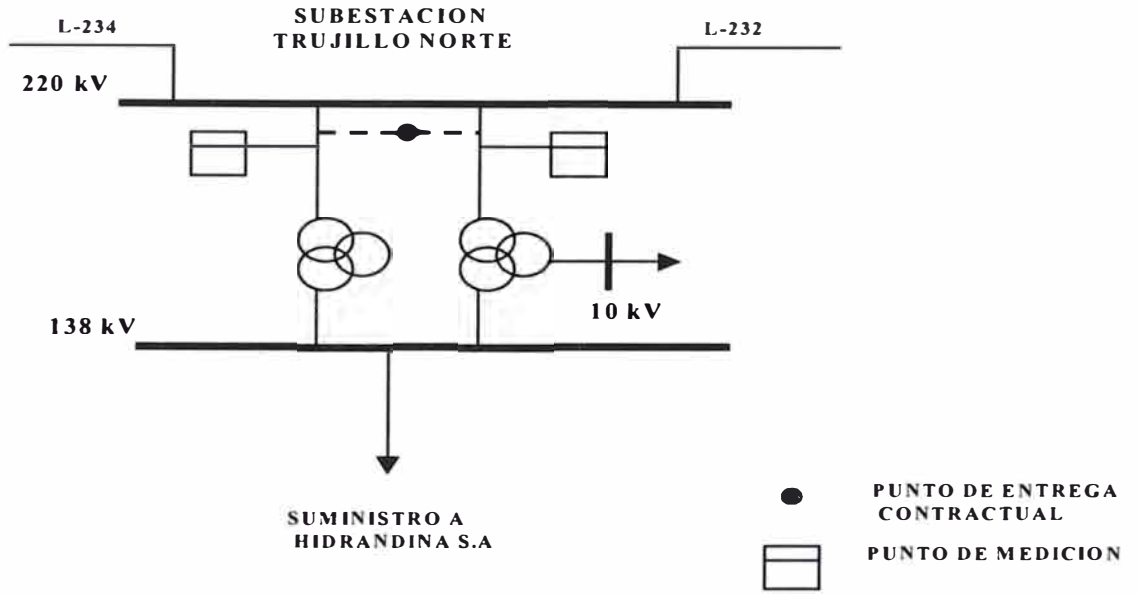
i) Electro Sur Medio S.A.



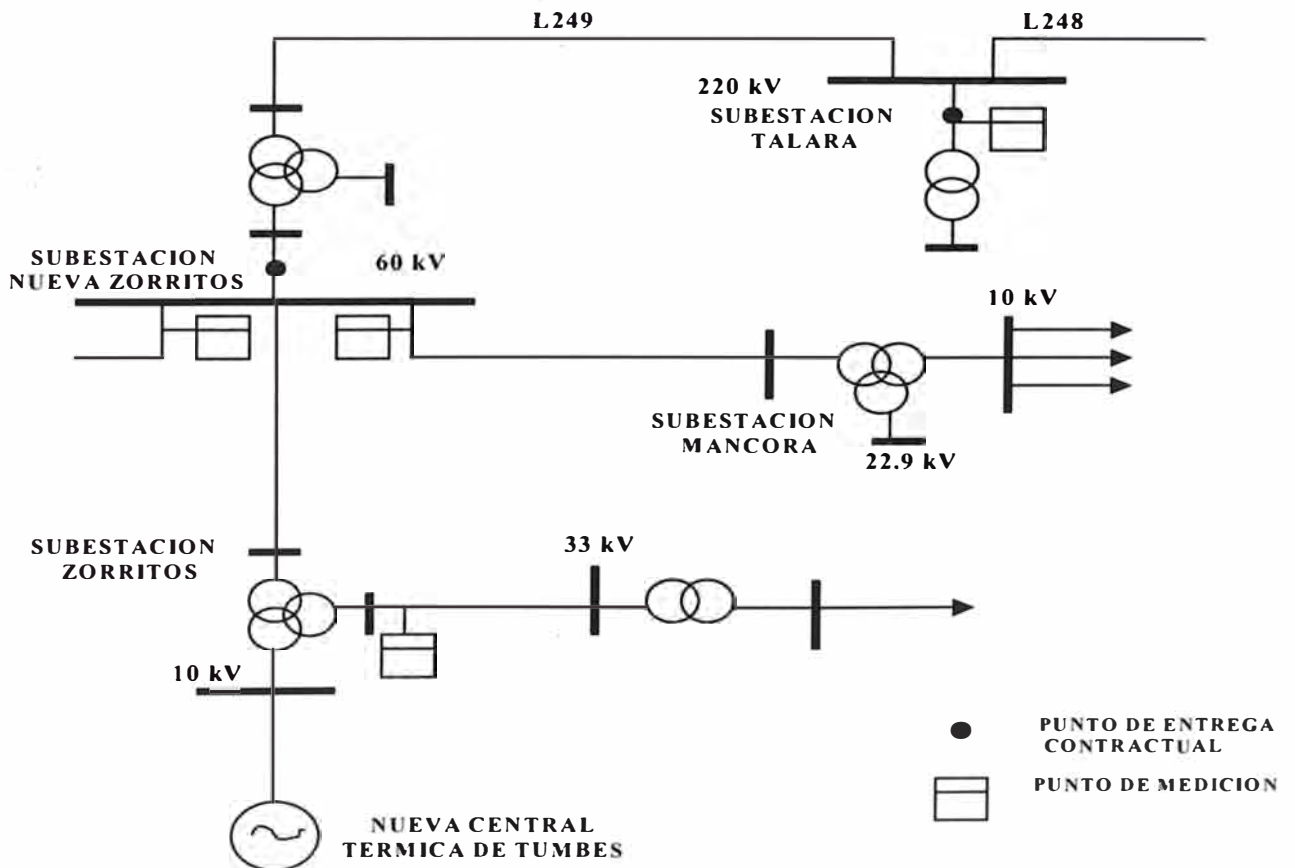
**DIAGRAMA UNIFILAR S.E. ICA 60 Y 10 KV, S.E. MARCONA 60 KV**



j) Hidrandina S.A.

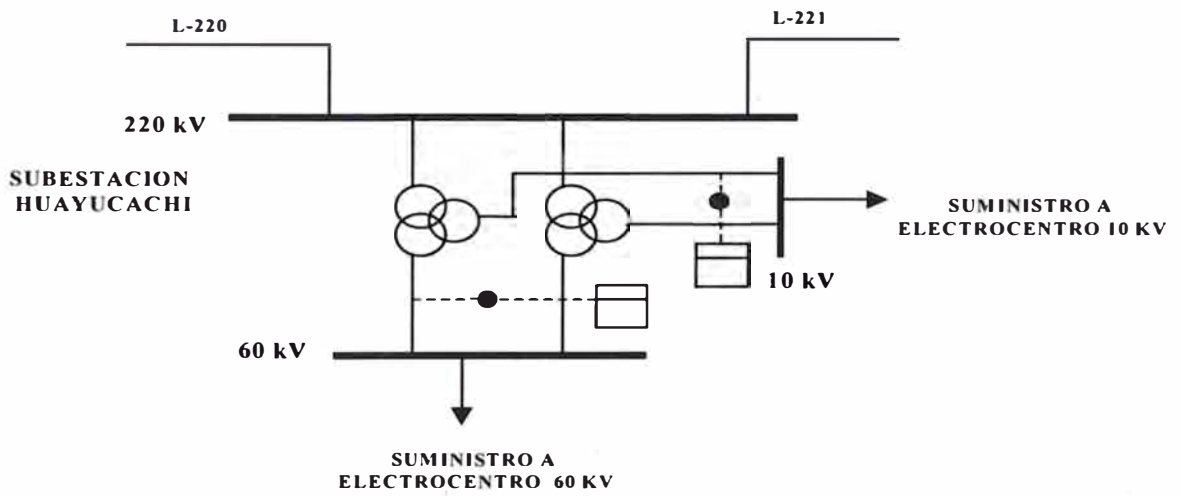


k) Electronoroeste S.A.

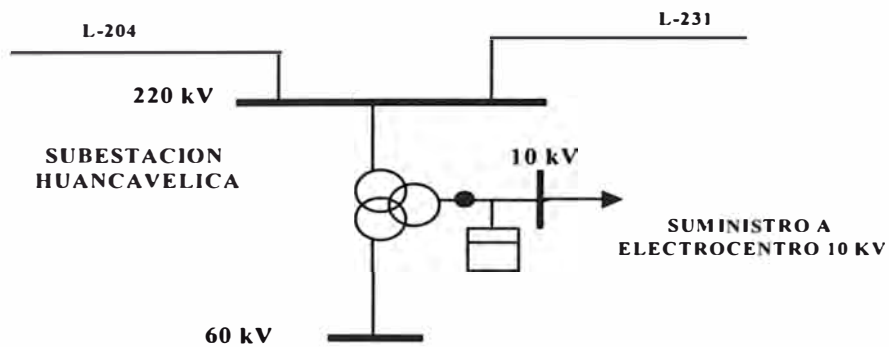


I) Electrocentro S.A.

**DIAGRAMA UNIFILAR S.E. HUAYUCACHI 60 Y 10 KV**



**DIAGRAMA UNIFILAR S.E. HUANCVELICA 10 KV**



- PUNTO DE ENTREGA CONTRACTUAL
- PUNTO DE MEDICION

### **2.3. Procedimiento de mediciones de parámetros de calidad**

Dentro de la aplicación de la NTCSE para Electroperú, se realizaron los siguientes procedimientos de mediciones de los parámetros de calidad de producto eléctrico.

#### **2.3.1 Programación de la campaña de mediciones**

El programa de mediciones es elaborado por el Area de Operaciones en coordinación con el Area de Comercialización, el cual es remitido al OSINERG para su aprobación.

De acuerdo con lo establecido en la NTCSE, el programa de mediciones mensual de Electroperú debe contemplar los puntos de medición en forma aleatoria de la siguiente manera:

- Variación de tensión ( 02 puntos)
- Perturbaciones ( 01 punto)

Una vez aprobado el programa de mediciones se comunica al cliente, la fecha y hora de la realización del evento de instalación temporal de los equipos registradores, así como también se gestiona la autorización de parte de los dueños de las instalaciones.

#### **2.3.2 Implementación de la campaña de mediciones**

A continuación se presenta un resumen de la inversión aproximada que Electroperú ha efectuado en cumplimiento de lo establecido por la NTCSE.

## Cuadro N° 2

## INVERSION APROXIMADA INICIAL DE ELECTROPERU

Item	Descripción	Costo S/.	Costo US\$	Total S/.
1	Campaña Piiiloto de Mediciones (servicio por terceros)	350 000		350 000
2	Compra de 02 equipos ACE 2000 (tensión y perturbaciones)		50 000	175 000
3	Compra de 04 equipos Topas 1000 (tensicón y perturbaciones)		60 000	210 000
4	Compra de 03 equipos Arbyter Sistem (frecuencia)		60 000	210 000
5	Compra de 04 PCs Portátil (para recuperar registros)		14 000	49 000
6	Compra de 08 equipos portatil Qwave (tensión y perturbaciones)		60 000	210 000
<b>Total</b>				<b>1 204 000</b>

Fuente: Propia

**Descripción de los equipos registradores**

La empresa cuenta con los siguientes equipos registradores en la aplicación de la NTCSE.

a) Para registro de variación de tensión y perturbaciones.- se tienen a disposición los registradores Topas 1000 y Qwave de la marca LEM, así como los registradores ACE 2000 de la marca CPM cuyas características se describen a continuación:

**Características generales:**

- Medición y registro simultáneo de Energía(Wh), Tensión y Corrientes Armónicas, y Flicker en intervalos de medición seleccionable de 1, 3, 5, 10, 15, 30 y 60 minutos (en el caso de los equipos ACE 2000 el registro de mediciones no es simultáneo como en los equipos Topas 1000 y Qwave).
- Alimentación auxiliar en 220 Vac, 60Hz, y batería interna recargable de respaldo.
- Cuentan como mínimo con ocho (08) canales analógicos (4 de tensión y 4 de corriente) completamente independientes y aislados.



- Memoria no volátil con capacidad para almacenar los registros indicados por no menos de 35 días.
- El reloj de cuarzo usado como base de tiempo por el equipo es de muy buena calidad pues garantiza mantener en todo momento la exactitud de la hora ( $\pm 0,01$  segundo) comparable con la hora satelital registrada por un GPS.
- Pantalla con capacidad gráfica incorporada, que permite ver los datos para el ajuste y datos de registros.
- Placa de características (marca, modelo, N° de serie y otros) en lugar visible y en forma indeleble
- Preparados para operar en condiciones ambientales:
 

Temperatura	Rango $-10^{\circ}$ C a $+55^{\circ}$ C
Humedad	Rango 45% a 98%
Presión barométrica	0.45 a 1.08 Bar
- Han sido sometido a ensayos tipo y cuentan con los respectivos protocolos emitidos por laboratorios reconocidos, siendo los ensayos exigidos.
  - De aislamiento
  - Compatibilidad electromagnética
  - Mecánicos
  - Climáticos
  - De exactitud (precisión)

### **Características de medición y grabación de registros:**

- Estos equipos efectúan mediciones y registros de voltaje, corriente, frecuencia, potencias activa, reactiva y aparente, factor de potencia, energía activa y reactiva, por cada una de las fases y el neutro, así como la energía total trifásica de armónicas de tensión individuales pares e impares hasta la 40ª como mínimo, distorsión total de armónicas (THD) para tensión y corriente, indicadores de flicker (Pst y Plt), para cada una de las tres fases.
- Los registros de energía, tensión, corriente, armónicas y flicker pueden ser simultáneos en intervalos de tiempo de integración definidos y sincronizados con la energía.

### **Tensión y Corriente**

- Los equipos pueden medir y registrar el valor eficaz instantáneo verdadero (con armónicas incluido) o valor de la onda a frecuencia industrial
- El valor de tensión a registrar (almacenar en memoria) en intervalos de 15 minutos será el promedio de los valores eficaces instantáneos registrados durante dicho intervalo.
- Registros simultáneos de energía activa en el mismo intervalo de tiempo definido (15 minutos)
- Potencia activa, reactiva, aparente y factor de potencia en rangos de frecuencia de 30 a 450 Hz.
- Muestra en el display el diagrama fasorial de tensiones y corriente permitiendo la comprobación de una correcta conexión del equipo.

### **Armónicas de tensión y corriente**

- Medir y registrar los valores eficaces de las tensiones y corrientes armónicas individuales pares e impares hasta la 40ª como mínimo y por cada fase, así como dirección y sentido, magnitud, ángulo de fase.
- La energía activa, las armónicas individuales y THD pueden medirse y registrarse simultáneamente en intervalos de medición de diez (10) minutos.
- Los equipos cumplen con lo estipulado en la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico DS-020-97-EM con relación a la norma IEC 1000-4-7.

### **Flicker**

- El equipo puede medir y registrar los indicadores de niveles de Flicker:
  - Índice de severidad de corta duración (Pst) con sus respectivos porcentajes de 50%, 10%, 3%, 1% y 0.1% del intervalo de medición.
  - Índice de severidad de larga duración (Plt).
  - Nivel máximo de flicker.
- Los registros de los índices del flicker y la energía activa medida simultáneamente pueden almacenarse en la memoria en intervalos horarios de cada diez (10) minutos.
- Los equipos cumplen con lo estipulado en la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico DS-020-97-EM con relación a la norma IEC 868.

### **Características de entrada:**

- Está provisto para conexión monofásica, y trifásica (  $\Lambda$ ,  $\Delta$  y Y ).
- Tensión : 4 señales con rangos de 20 hasta 550 Vrms.

- Corriente : 4 señales con rangos de 0 - 1 - 5 Arms.

### **Características de salida:**

- Pantalla con capacidad gráfica incorporada en modo digital y osciloscopio, que permite ver los datos para el ajuste y datos de registros.
- Puerto serial RS232C y paralelo para comunicación con PC.
- Modem interno para comunicación remota y provista con conector telefónico jack JR11.

### **Comunicación:**

- La comunicación tanto local como remota por cualquiera de las salidas descritas permite estar en línea con una PC, para visualizar en tiempo real los parámetros que se están midiendo y registrando, extraer los datos almacenados en memoria en cualquier instante dentro del periodo de grabación, y el ajuste de niveles de alarma; para los tres casos la operación, medición y registro del equipo es continuo y no se detiene.

### **Reportes de parámetros:**

- Es posible visualizar y obtener reportes del tipo gráficos de:
  - Curvas de tensiones, corrientes, y THD con relación al tiempo (fecha, hora e intervalo de integración).
  - De violación de límites (fecha, hora de inicio y fin, duración, valor máximo ó mínimo alcanzado).
  - Falta de suministro ó interrupciones (fecha, hora de inicio y fin).
- Está diseñado (ó mediante software) para exportar tablas de los registros en archivos en formato ASCII, PRN ó TXT, para luego importar dichos archivos a hoja de cálculo (XLS), ó Base de datos (DBF).

**Software para el manejo del equipo:**

- El (los) software para el manejo del equipo está en el entorno de Windows 95 ó superior.
- Estos permiten comunicarse con el equipo en forma directa y/ó remota para configurar, adquirir y exportar datos, generar reportes, hacer actualizaciones de versiones (update), y otras funciones necesarias.
- Permite el almacenamiento en la memoria no volátil de todos los registros listados para cada punto de medición dicha información corresponde a por lo menos un período de 35 días.

**Manuales y Protocolos de pruebas:**

- Los equipos cuentan con los manuales para operación de los equipos.
  - Los protocolos de los ensayos y pruebas mencionados.
- b) Para el registro de frecuencia.- Los equipos han sido diseñados y ensamblados en el país por la firma Ferchale, cuya característica principal es que su reloj interno es controlado por satélite (GPS); a continuación presentamos algunas características adicionales de estos equipos:
- Precisión de medición de 0.025%.
  - Memoria volátil de 8 MB.
  - Medición de frecuencia, desviación de tiempo y frecuencia.
  - Programable para comunicación vía MODEM.

**2.3.3 Ejecución de la campaña de mediciones**

Teniendo en cuenta los criterios técnicos y las reglas de seguridad se elige la ubicación física para la instalación del registrador, se debe tener

cuidado de que la medición no sea interrumpida durante el período de medición.

Una vez elegido la ubicación se procede a la instalación del equipo registrador, utilizando si es que hubieran los dispositivos entretec de corriente y tensión (dispositivos que han sido instalados en serie con los equipos de medición y que sirven para conectar fácilmente otros equipos de medición, que pueden ser de contraste o como en este caso los equipos registradores de calidad).

Enseguida se realiza la programación del registrador teniendo en cuenta los datos técnicos del punto de medición (relación de transformación, tensión de operación), la fecha y hora actual y los datos de registro requeridos por Electroperú.

A continuación se realizan las pruebas de verificación de los valores de los parámetros eléctricos del display por comparación con otros equipos ya instalados tales como medidor electrónico, voltímetro, amperímetro, vatímetro, etc., se debe verificar la secuencia de fase si fuera necesario para la obtención correcta de los registros de los parámetros de calidad de servicio eléctrico como se muestran en la figura N° 1 y figura N° 2 .

Luego se procede a la programación definitiva del registrador y a la firma del acta de instalación del registrador entre los representantes de las empresas.

Figura N° 1  
Comprobación gráfica de la secuencia de fase, tensión y corriente:

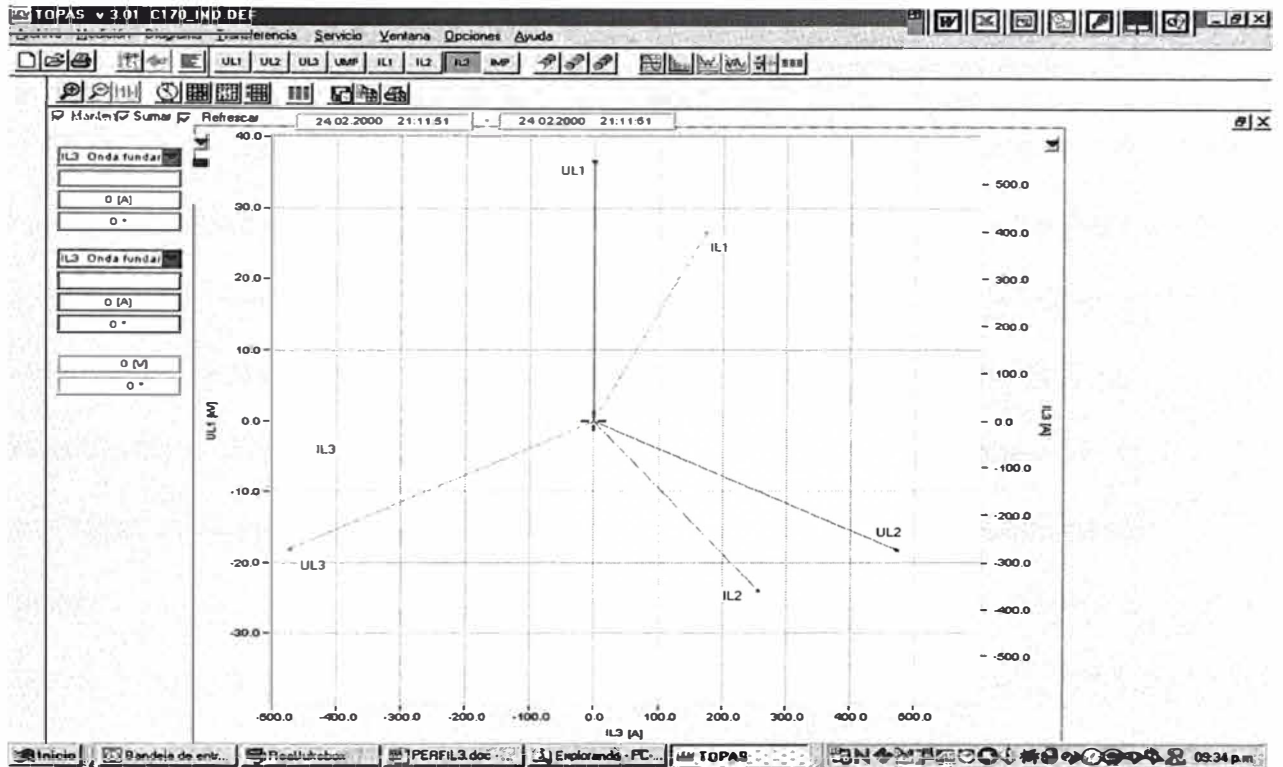
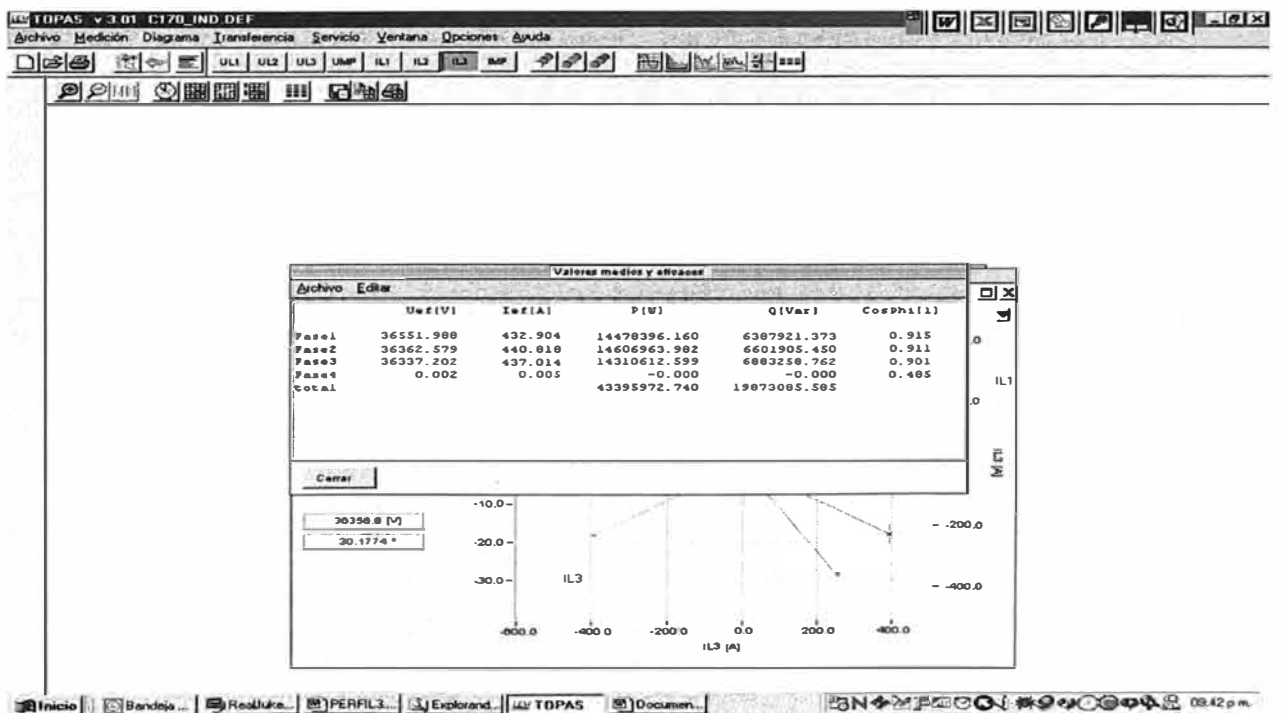


Figura N° 2  
Comprobación de los valores instantáneos de tensión y corriente:



#### **2.3.4 Envío de la información a la autoridad**

Completado el período de medición (07 días) se procede al retiro del equipo registrador, para lo cual previamente se debe recuperar la información en medio magnético y finalmente se procede a la firma del Acta de retiro del equipo registrador de acuerdo con lo establecido en la NTCSE.

Una vez recuperado la información, se envía a OSINERG la información fuente y la descripción de los puntos medidos mediante FTP o correo electrónico dentro del plazo (16 horas) establecido por la NTCSE para este proceso.



## CAPITULO III REGISTRO DE MEDICIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se describirán los registros de mediciones de variación de tensión, perturbaciones y frecuencia. Así como se realiza el análisis técnico de los diferentes parámetros de calidad registrada en cada punto de entrega ó en cada punto de medición.

### 3.1. Registro de mediciones de variación de tensión (Vn= 62000 Volt)

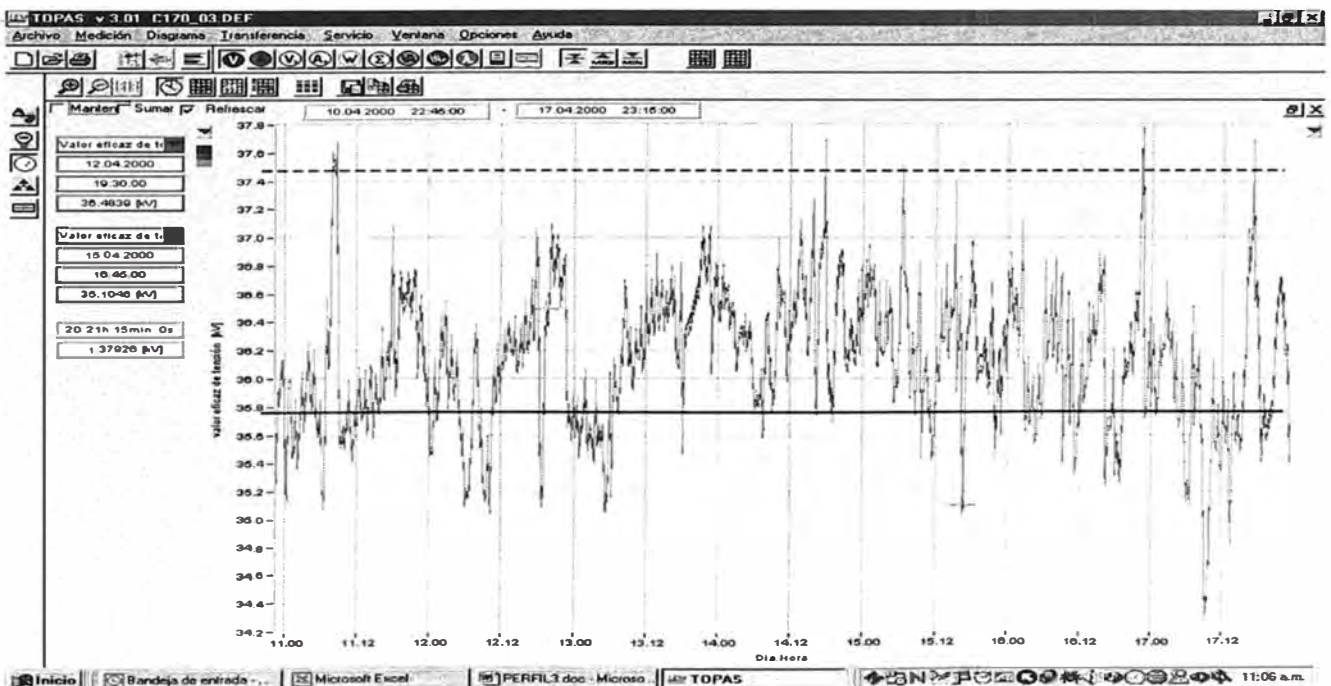
Columna 1: Valor eficaz de tensión Phase 1 [V]

columna 2: Valor eficaz de tensión Phase 2 [V]

Columna 3: Valor eficaz de tensión Phase 3 [V]

Hora	Columna 1	Columna 2	Columna 3
10.04.2000 22:45:00	35335.1	35266.6	35300.9
10.04.2000 23:00:00	35914.3	35846.4	35887.8
10.04.2000 23:15:00	35888.0	35810.8	35878.4
10.04.2000 23:30:00	36113.9	36053.6	36126.6

Figura Nº 3



En la figura N° 3 se observa que durante el período de medición (07 días) existen muy pocos períodos de 15 minutos donde ocurren transgresiones a la norma de calidad, es decir están fuera del rango de  $\pm 5\%V_n$ , mayor que 34 006 y menor que 37 586 voltios.

### 3.2. Registro de perturbaciones (Flicker y Armónicas)

#### Flicker (Pst) (Subestacion Independencia 60 kV)

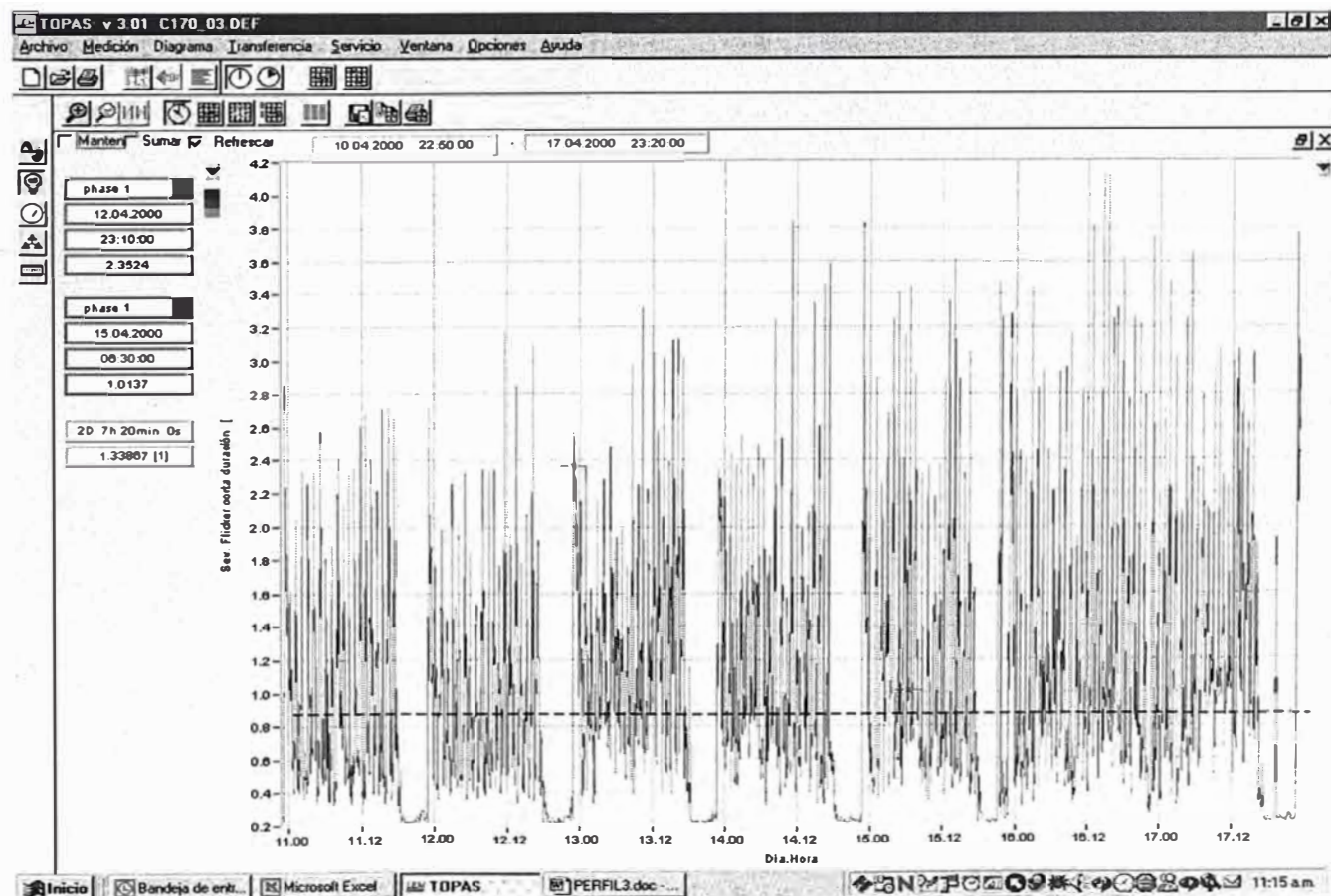
Columna 1 : Phase 1 [1]

Columna 2: Phase 2 [1]

Columna 3: Phase 3 [1]

Hora	Columna 1	Columna 2	Columna 3
10.04.2000 22:50:00	0.25315	0.265699	0.263616
10.04.2000 23:00:00	0.236064	0.23807	0.247721
10.04.2000 23:10:00	1.73018	1.79935	1.74501
10.04.2000 23:20:00	2.49635	2.85653	2.70519
10.04.2000 23:30:00	1.75706	1.62619	1.66458
10.04.2000 23:40:00	1.64665	1.83496	1.84419
10.04.2000 23:50:00	1.06316	1.16284	1.20742

Figura N° 4



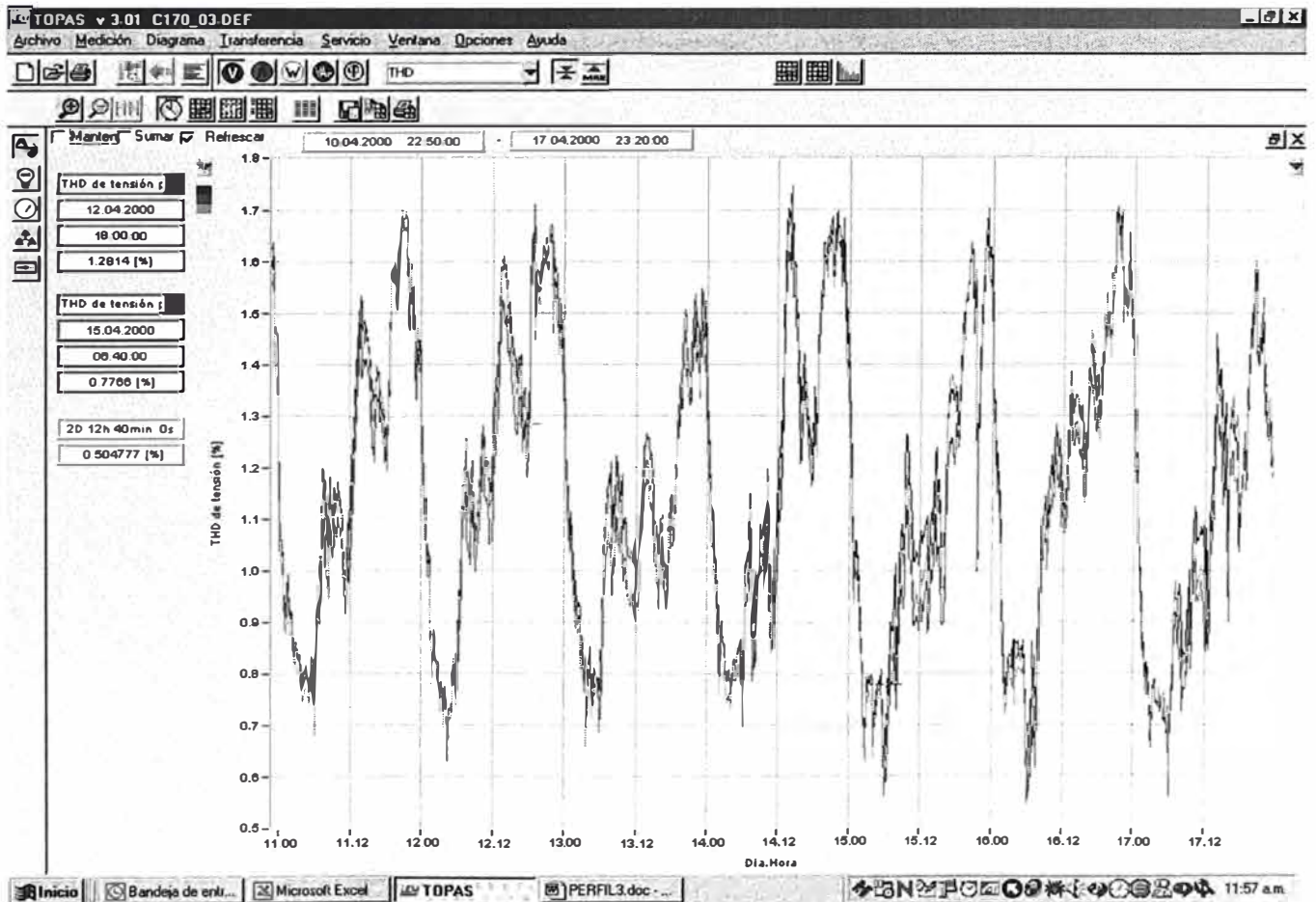
En la figura N° 4 se observa que en este punto de medición muy cercano a Aceros Arequipa (Subestación Independencia 60 kV) existen transgresiones a la norma de calidad en la mayoría de los períodos de 15 minutos, puesto que el nivel de Pst es mayor que 1.

**Armónicas de Tensión (THD) (Subestación Independencia 60 kV)**

Columna 1: THD de tensión Phase 1 [%]  
 Columna 2: THD de tensión Phase 2 [%]  
 Columna 3: THD de tensión Phase 3 [%]

Hora	Columna 1	Columna 2	Columna 3
10.04.2000 22:50:00	1.59156	1.62406	1.55218
10.04.2000 23:00:00	1.61898	1.63898	1.57719
10.04.2000 23:10:00	1.55234	1.58738	1.50588
10.04.2000 23:20:00	1.47036	1.47963	1.41737
10.04.2000 23:30:00	1.47183	1.47525	1.38577
10.04.2000 23:40:00	1.4477	1.44921	1.36579

Figura N° 5



En la figura N° 5 correspondiente al punto de medición subestación Independencia 60 kV se observa que durante este período de medición no hay transgresiones a la norma de calidad en cada período de 15 minutos, puesto que el parámetro de calidad THD es menor que tres para este nivel de tensión (THD<3).

### Armónicas de Tensión (3°)

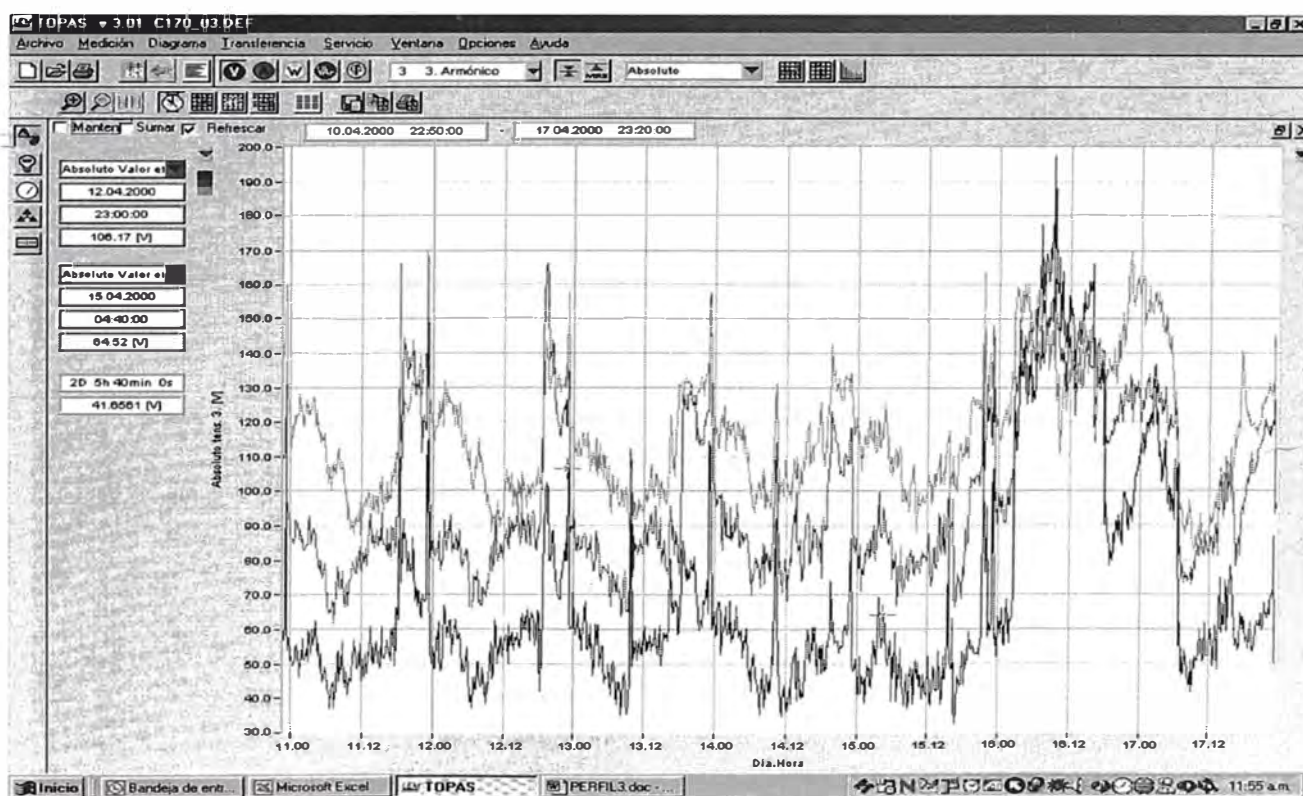
Columna 1: Absoluto Valor eficaz de tensión 3 Phase 1 [V]

Columna 2: Absoluto Valor eficaz de tensión 3 Phase 2 [V]

Columna 3: Absoluto Valor eficaz de tensión 3 Phase 3 [V]

Hora	Columna 1	Columna 2	Columna 3
10.04.2000 22:50:00	56.9418	109.509	139.409
10.04.2000 23:00:00	62.6544	112.108	146.745
10.04.2000 23:10:00	116.74	131.156	160.281
10.04.2000 23:20:00	62.3513	99.0715	132.954
10.04.2000 23:30:00	54.1168	95.1472	130.446
10.04.2000 23:40:00	57.6904	93.3969	123.363
10.04.2000 23:50:00	53.241	90.1799	121.857

Figura N° 6



En la Figura N° 6 se observa las armónicas individuales de tercer orden en voltios, que expresados como porcentaje de la tensión nominal no superan el límite que la norma de calidad establece para el punto de medición subestación Independencia 60 kV.

### 3.3. Registro de frecuencia

Fecha	Hora	frecuencia	desviación			
21/12/2000	00:00:00	60.021	+0.021	+0.8827	6.73	97.25
21/12/2000	00:00:01	60.025	+0.025	+0.8831	15.80	97.43
21/12/2000	00:00:02	60.020	+0.020	+0.8835	22.85	97.45
21/12/2000	00:00:03	60.008	+0.008	+0.8836	25.86	97.26
21/12/2000	00:00:04	60.019	+0.019	+0.8839	32.79	97.31
21/12/2000	00:00:05	60.007	+0.007	+0.8840	35.29	97.37
21/12/2000	00:00:06	60.001	+0.001	+0.8841	35.59	97.36
21/12/2000	00:00:07	60.007	+0.007	+0.8842	38.04	97.40

Figura N° 7



En la figura N° 7 se observa que no hay transgresiones a los límites establecidos por la norma de calidad para los parámetros de calidad de frecuencia: variaciones sostenidas  $\Delta f$  ( $\pm 0.6\%$ ), variaciones súbitas VSF ( $\pm 1\text{Hz}$ ), integral de variaciones diarias IVDF ( $\pm 600$  ciclos).

### **3.4. Análisis de las mediciones por punto de entrega**

Concluida las mediciones de las variables de calidad de producto se llegó a la conclusión que en determinados puntos de medición existen armónicas de tensión y flicker que sobrepasan los límites especificados por la NTCSE.

Estos puntos en los cuales se sobrepasan los niveles especificados por la norma, están siendo afectados por las perturbaciones o caso contrario que ellos mismos están generando e inyectando las perturbaciones al sistema eléctrico de potencia.

Por lo que se han realizado múltiples mediciones de perturbaciones para determinar el nivel de perturbaciones, así como la direccionalidad de las tensiones armónicas y el origen del flicker. Entre estos puntos tenemos:

SE independencia (Aceros Arequipa)

- SE Pachachaca

SE Cajamarquilla

SE Tumbes

- SE Chavarria

SE Huayucachi

## Métodos para evaluar la direccionalidad de armónicas

### Método del ángulo eléctrico

A fin de determinar la direccionalidad se utilizó el método propuesto por LEM ELMES en el cual se tienen en cuenta los ángulos de las tensiones armónicas y de las corrientes armónicas.

El método del ángulo eléctrico considera los ángulos de la tensión y corriente armónica evaluadas para un mismo período. Cuando la potencia armónica obtenida es de signo positivo el sistema está contaminado con armónicas; si es negativo la carga está inyectando armónicas al sistema.

$$P_h = V_h \cdot I_h \cos(\theta_{vh} - \theta_{ih})$$

Potencia armónica = Tensión armónica x Corriente armónica x Coseno

Potencia armónica  $\geq 0$ : el sistema genera las armónicas

Potencia armónica  $< 0$ : la carga inyecta al sistema

Para la aplicación del método expuesto se requiere efectuar mediciones de valores instantáneos de las armónicas de tensión y corriente en magnitud y en ángulo de desfase.

### Método de atenuación de armónicas

La principal tendencia de las corrientes armónicas es de fluir de la carga generadora de armónicas a la fuente del sistema. La impedancia del sistema de potencia es la de más baja impedancia vista por las corrientes armónicas. Por tanto el grueso de las corrientes fluye a la fuente.

El método de evaluación consiste en medir el parámetro tensión armónica en dos o más puntos de un sistema radial; en el origen de la perturbación la tensión armónica es mayor.

Para la aplicación del método expuesto se requiere efectuar mediciones de valores promedios de las armónicas de tensión en por lo menos dos puntos de medición de un sistema eléctrico radial, para luego elaborar la curva de presencia de la armónica de tensión.

### **Método para evaluar el origen del flicker**

El método de Espectro del Flicker consiste en realizar mediciones simultáneas en forma radial al punto de entrega del cual se tiene fundadas sospecha de ser un punto de inyección de flicker.

Este método demuestra que la inyección de flicker va disminuyendo en forma radial desde la fuente de generación de flicker, por el efecto de la distancia a dicho punto de inyección, como por efecto de atenuación de los transformadores de potencia.

### **Análisis técnico de Aceros Arequipa (C167):**

#### **Evaluación de armónicas de tensión**

##### **Antecedentes**

Cuando se realizó la primera medición de calidad del producto en Aceros Arequipa se detectó la presencia de perturbaciones tanto en armónicas como en flicker.

En el registro de mediciones de armónicas se determinó que la quinta tensión armónica estaba presente en el 100% de la medición, es decir en los 1008 intervalos medidos.

En el registro mediciones de flicker se determinaron que el 66.37% de los intervalos medidos estaban en falta, en los cuales el Pst es mayor que uno. Esto de las 23:00 horas a las 18:00 horas en promedio por día.



## **Técnica de medición**

A fin de lograr mediciones adecuadas se procedió a instalar los equipos registradores aplicado los métodos de medición anteriormente mencionados.

El análisis de las tensiones armónicas y el flicker se dan en tres casos:

Cuando Aceros Arequipa está a media carga (horas punta). Cuando Aceros Arequipa está en operación (funcionamiento del Horno de Arco). Cuando Aceros Arequipa sale de servicio.

Los métodos usados para determinar la direccionalidad de armónicas de tensión fueron:

- Método del ángulo eléctrico.
- Método de atenuación de armónicas.
- Método de la demanda versus la tensión armónica.

## **Conclusiones de la 5ta armónica de tensión**

Los valores positivos de las mediciones indican que están llegando tensiones armónicas provenientes de las instalaciones interiores de la planta Aceros Arequipa, esto sucede en las horas de funcionamiento de Aceros Arequipa (horas fuera de punta). En horas de baja producción la 5ta armónica de tensión disminuye.

Cuando Aceros Arequipa disminuye su carga en su proceso de operación (hora punta), se observa que la direccionalidad en el punto C167 (subestación Independencia) se invierte en intervalos pequeños (la 5ta potencia armónica en ese instante cambia de signo).

La comparación de los valores de la medición indica que con Aceros Arequipa fuera de servicio la presencia de la 5ta tensión armónica se atenúa con respecto a su comportamiento cuando se encuentra en operación.

Esto es corroborado con el análisis de la curva de duración y de la atenuación, los cuales indican claramente que existe una única fuente de armónicas, la Planta Aceros Arequipa.

Para la solución del problema se recomienda utilizar dispositivos que filtren la 5ta armónica de tensión (frecuencia de 300 Hz), un valor de referencia del costo de este filtro es de US\$ 55 por cada kVA, Aceros Arequipa tiene una carga promedio de 45000 kVA lo que significa que el costo total de la inversión es de US\$ 2 475 000.

Se concluye que Aceros Arequipa genera la 5ta tensión armónicas.

### **Evaluación de flicker**

Se procedió a la medición de flicker a fin de determinar la fuente de generación de la tensión de flicker.

Se realizaron mediciones en los puntos:

- Medidor C170 en la SE Independencia (nivel de tensión 60kV).
- Medidor C167 en la SE Independencia.
- Aceros Arequipa en la barra receptora de 220kV.

### **Técnica de medición**

Se instalaron en simultáneo registradores de calidad en el punto C167 (SE Independencia) y en el medidor de Aceros Arequipa (SE Aceros Arequipa).

También se instaló un equipo en la barra de independencia para ver cómo se propagaba el flicker cuando Aceros Arequipa salía fuera de servicio.

Los métodos usados para determinar el origen del flicker fueron:

- Método de atenuación.
- Método de conexión y desconexión de la carga.
- Método de la demanda versus el índice de severidad por flicker

### **Conclusiones**

Del registro de mediciones, el valor del Pst en la planta de Aceros Arequipa es mayor que el de la SE Independencia, lo que indica que el origen del flicker se encuentra en la planta de Aceros Arequipa.

Se puede distinguir el comportamiento del Pst en la planta Aceros Arequipa en horas de producción, en horas de baja producción (horas punta) y fuera de servicio, de esto se puede concluir que las cargas de Aceros Arequipa (Horno de Arco) generan flicker.

Las cargas de Aceros Arequipa son fuente generadora de Flicker (en horas de operación) debido principalmente al Horno de Arco.

El efecto del flicker se traslada en forma radial a los puntos alrededor de la SE Independencia llegando hasta la SE Ica, SE San Vicente de Cañete, SE Marcona y SE Huancavelica, esto sucede en las horas de producción de Aceros Arequipa.

Se concluye que en las horas de operación de Aceros Arequipa es fuente generadora de flicker, afectando al SICN (Zona-Sur).

Para la solución del problema del flicker se recomienda utilizar filtros activos (que filtren armónicas e interarmónicas de baja frecuencia), un valor de referencia del costo de este filtro es de US\$ 65 por cada kVA, Aceros Arequipa tiene una carga promedio de 45000 kVA lo que significa que el costo total del filtro es de US\$ 2 925 000.

### **Análisis técnico de la SE Pachachaca (C041):**

#### **Antecedentes**

La evaluación obtenida de la primera medición en el punto de entrega C041 (subestación Pachachaca), registró la presencia de la tensión armónica de orden 5, la cual supera la tolerancia establecida por la NTCSE (2% de la tensión nominal: 4.4kV), a partir de las 10:00 horas hasta las 00:00 horas en promedio por día.

Para determinar la direccionalidad de la 5ta tensión armónica en este punto de medición se instalaron equipos registradores de calidad del servicio en el punto de entrega C041 y en las cargas de la refinería Doe Run, las que se ubicaron en:

- SE Alambrón.
- SE Planta de Zinc.
- SE Casa de Fuerza.

#### **Evaluación de armónicas de tensión**

A fin de determinar cual es la direccionalidad de las armónicas de tensión se procedió a instalar registradores de calidad, el equipo Topas 1000 con los cuales se consiguen valores instantáneos rms y valores promedios de las tensiones y corrientes armónicas.

## **Técnica de medición**

Se instalaron equipos registradores de calidad teniendo siempre como referencia el punto de medición C041 de la línea L-224 (Pachachaca – Oroya Nueva ) en la SE Pachachaca. Los otros equipos se instalaron en las subestaciones Alambrón, Planta de Zinc y Casa de Fuerza.

## **Conclusiones**

Las cargas que se tienen en la zona de Pachachaca son: Minera Andaychahua, San Cristobal, Marth Tunel, Pomacocha, Metal Oroya Doe Run, Yauricocha, Coyllor, Morococha, Ticlio, Volcan entre otras de igual característica.

De los puntos analizados se concluye:

SE Pachachaca.-

- La SE Pachachaca está siendo afectada por la presencia de la 5ta tensión armónica causada por el entorno eléctrico circundante.

SE Alambrón.-

- La SE Alambrón inyecta la 5ta tensión armónica al sistema.

SE Casa de Fuerza.-

- La SE Casa de fuerza presentó inicialmente un desbalance de tensión de 2.691%, desbalance de corriente de 0.485% y tensiones armónicas elevadas, para luego de algunas maniobras del personal (reparación de la línea LT-512), pasaron a un desbalance de tensión de 0.379% y un desbalance de corriente de 0.752%, por consiguiente en la segunda medición no se detectó la presencia de armónicas de tensión.

### SE Planta de Zinc.-

- La Planta de Zinc cuenta con filtros de perturbaciones los cuales mitigan el problema de inyección de armónicas.
- Se verificó que los filtros funcionan adecuadamente debido a que se realizaron maniobras de desconexión de los filtros conectados en paralelo a las cargas de la SE Planta de Zinc; con filtros desconectados el nivel de armónicas de tensión sube considerablemente.

Del análisis de las mediciones y de analizar el esquema unifilar se llega a la conclusión que para detectar y determinar la direccionalidad de las armónicas en la zona eléctrica de Pachachaca se hace necesaria una modelación adecuada de todas las carga involucradas y la ejecución de un flujo de potencia armónica.

Se recomienda un análisis detallado de la zona en cuestión donde participen los generadores Electroandes, Electroperú, Edegel y todos los clientes libres y demás involucrados eléctricamente además de colocar filtros de la 5ta tensión armónica en las cargas de la zona eléctrica de Pachachaca. Un costo de referencia de estos filtros son de US \$ 55 por cada KVA.

### **Análisis de direccionalidad de la Refinería Cajamarquilla (C500):**

#### **Antecedentes**

De las mediciones efectuadas se observó una débil presencia de armónicas de tensión, por información de la misma empresa se determinó que cuentan con filtros operativos de la, 7ma y 11ava tensión armónica, lo

cual fue corroborado con las mediciones efectuadas en dicho punto de entrega.

### **Evaluación de armónicas de tensión**

A fin de determinar cual es la direccionalidad de las armónicas de tensión se procedió a instalar varios registradores de calidad, ACE 2000 y TOPAS 1000, con los cuales se consiguen valores instantáneas rms de las tensiones y corrientes armónicas, en este último equipo podemos medir la potencia armónica con su respectivo signo, determinándose de esta manera la direccionalidad de las armónicas de tensión.

### **Técnica de medición**

En simultáneo se realizó mediciones en el punto C500 (220 kV) y en el punto en media tensión MED30 (30 kV).

Para lo cual se instalaron varios equipos registradores de armónicas como el ACE 2000, TOPAS 1000 en forma paralela en los puntos de medición antes mencionado.

### **Conclusiones**

Se observa una presencia leve de armónicas de tensión y que no hay transgresiones a los límites establecidos por la NTCSE.

No hay lugar a compensación económica.

### **Análisis de direccionalidad de la SE Huayucachi 60 kV (C058):**

#### **Antecedentes**

En las primeras mediciones que se realizaron en el punto C058 (SE Huayucachi 60 kV) se detectó que de los 1008 intervalos medidos 51.79%

estaban en falta en la 5ta armónica de tensión; por consiguiente era necesario evaluar puntos adyacentes eléctricamente.

Se midieron adicionalmente en los puntos:

- SE Huayucachi.
- SE Salesiano a SE Parque Industrial.

### **Evaluación de armónicas de tensión**

A fin de determinar cual es la direccionalidad de las armónicas de tensión se procedió instalar nuevamente registradores de calidad, el equipo Topas 1000 con los cuales se consigue valores instantáneas rms de las tensiones, corrientes armónicas y potencias armónicas.

### **Técnica de medición**

Se instalaron equipos registradores en simultáneo en los puntos C058 (subestación Huayucachi 60 kV), Subestación Salesianos 60 kV y subestación Parque Industrial 60 kV.

Los métodos usados para determinar la direccionalidad de armónicas de tensión fueron:

- Método del ángulo eléctrico, Método de atenuación de armónicas.

### **Conclusiones**

Del análisis de los registros de mediciones se deduce que:

- La SE Huayucachi esta siendo afectada por armónicas de tensión.
- SE Salesiano esta siendo afectada por armónicas de tensión.
- SE Parque Industrial esta inyectando la 5ta armónica de tensión.

Se recomienda instalar un filtro de la 5ta tensión armónica en la SE Parque Industrial y filtros en las cargas individuales. Un costo de referencia



de estos filtros son de US \$ 55 por cada KVA, la potencia promedio de la SE Parque Industrial es de 4945 kVA entonces el costo de referencia del filtro es US \$ 271 975.

### **Análisis de direccionalidad de la SE Zorritos: CT3 ( 33 kV )**

#### **Antecedentes**

Las cargas en media tensión que se encuentran en esta SE Zorritos son plantas frigoríficas.

#### **Evaluación de armónicas de tensión**

A fin de determinar cual es la direccionalidad de las armónicas de tensión se procedió instalar el registrador TOPAS 1000 con los cuales se consigue valores instantáneos rms de las tensiones, corrientes armónicas y potencias armónicas.

#### **Técnica de medición**

Se instaló un equipo TOPAS 1000 en la SE Zorritos en lado de 33kV.

#### **Conclusiones**

El equipo TOPAS 1000 registró valores instantáneos de tensión, corriente y potencia armónica en la cual la tensión armónica de orden 6, 8 y 12 no superaban las tolerancias de 0.5%, 0.2% y 0.2% respectivamente, los valores instantáneos eran cercanos a cero por ciento.

No hay lugar a compensación económica en dicho punto de entrega.

### **Análisis de direccionalidad de la SE Chavarría:**

#### **Antecedentes**

De las mediciones registradas en el periodo se detectaron que el 53.27% de los intervalos medidos presentan armónicas de tensión de orden 5, los cuales superan el límite especificado por la NTCSE.

### **Evaluación de armónicas de tensión**

Se solicitó realizar mediciones de direccionalidad en la SE Chavarria en el punto C1-1 (Línea 2005 ) y en SE Barsi en la línea 2005.

### **Conclusiones**

En la SE Barsi se tienen cargas de clientes libres tales como Alicorp, Backus y Jhonston, Corpac, Fundición de Callao, Molino Italia SA, Compañía Embotelladora del Pacifico, SIMA, Vidrios Industriales, los cuales por su comportamiento típico generan armónicas.

Los antecedentes de las cargas conectadas a la SE Barsi indican que estarían inyectando armónicas al sistema.

Estas perturbaciones no se propagan al resto del sistema debido a la presencia de transformadores de potencia los cuales actúan como filtros de armónicas.

### **Cuadro Nº 3**

**CUADRO RESUMEN DE LAS MEDICIONES DE LOS PARAMETROS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS**

<b>Punto de entrega</b>	<b>Cliente</b>	<b>Parámetro de calidad</b>	<b>Compensación</b>
SE Independencia	Aceros Arequipa, Electro Sur Medio	Flicker, Armónica de tensión (5°)	Si
SE Parcona	Electro Sur Medio	Flicker	Si
SE San Vicente de Cañete	Edecañete	Variación de tenssión, Flicker	Si
SE Pachachaca	Electrocentro, Electroandes, Edegel	Armónicas de tensión (5°)	Si
SE Huayucachi	Electrocentro	Armónicas de tensión (5°)	Si
SE Cajamarquilla	Refinería Cajamrquilla	Armónicas de tensión (7°, 11°)	No
SE Chavarria	Edelnor	Armónicas de tensión (5°)	Si
SE Zorritos - Tumbes	Electronoroeste	Armónicas de tensión (6°, 8°, 12°)	No

Fuente: Propia

**CAPITULO IV**  
**CALCULO DE COMPENSACIONES Y SUS IMPLICANCIAS**  
**ECONÓMICAS PARA ELECTROPERU**

Se calcula las compensaciones para los diferentes puntos de entrega de los clientes, así como se evalúan las implicancias económicas de la NTCSE en los ingresos de Electroperú durante los años de 1999, 2000 y el primer semestre del año 2001.

**4.1. Cálculo de compensaciones**

**Cálculo de compensaciones por variación de tensión:**

En las mediciones efectuadas durante la Campaña Piloto de Mediciones de Calidad de Servicio Eléctrico conforme lo establece la NTCSE, se determinó la violación de los niveles de tensión fijados por la NTCSE en los siguientes puntos: SE Independencia 60 kV (C170), SE Independencia 10 kV (C181), SE Huancavelica 10 kV (C074), SE San Vicente de Cañete (C187) y SE Parcona Ica 60 kV (C191).

Cuadro N° 4

**EVALUACION DE MEDICIONES DE TENSION**

CODIGO DE SUMINISTRO	C187
CLIENTE	EDECANETE
COMPENSACION 2DA ETAPA [US\$]	3 110
COMPENSACION 3DA ETAPA [US\$]	15 551
TENSION DE CONTRATO	60 000
No DE INTERVALOS REGISTRADOS	672
No DE INTERVALOS EN FALTA	97
% DE INTERVALOS EN FALTA	14.43
HORAS TOTALES DE INTERRUPCION	0.00
FECHA DE INICIO	9/10/98 17:00
FECHA DE RETIRO	16/10/98 16:45
No DE INTERVALOS CON INTERRUPCIONES	0
% DE INTERVALOS CON INTERRUPCIONES	0.00

Al finalizar la primera etapa de la aplicación de la NTCSE, mediante la Base Metodológica se modificó la tensión de referencia para los cálculos de compensaciones por variación de tensión, inicialmente establecido como la tensión nominal por la tensión de contrato.

Con lo cual se autorizó a los suministradores firmar con sus clientes un Adendum a su contrato modificando las tensiones de contrato para los puntos de entrega fijados contractualmente, estableciéndose las tensiones de operación que permitan minimizar las compensaciones por variación de tensión originadas por la violación de los límites establecidos por la NTCSE.

#### **Cálculo de Compensaciones por Flicker:**

Durante la Campaña Piloto de Mediciones se determinó que el cliente Aceros Arequipa inyectaba flicker al sistema interconectado, afectando principalmente a los clientes del Sur, tales como Electro Sur Medio y Edecañete. Por lo que fue necesario realizar campañas de mediciones de flicker en coordinación con OSINERG y los clientes involucrados, con quienes utilizando los diferentes métodos de medición de flicker se determinaron los niveles de flicker que se inyectan al sistema.

La compensación por flicker calculada mediante las mediciones efectuadas en la Campaña Piloto resultaron muy elevadas, afectando directamente la permanencia de la industria Aceros Arequipa si es que se aplicaran las compensaciones establecidas en la NTCSE.

Cuadro N° 5

**EVALUACION DE MEDICIONES DE FLICKER**

CODIGO DE SUMINISTRO	C167
CLIENTE	ACEROS AREQUIPA
COMPENSACION 2DA ETAPA [US\$]	349 520
COMPENSACION 3RA ETAPA [US\$]	3 844 725
No DE INTERVALOS REGISTRADOS	1008
No DE INTERVALOS EN FALTA	669
% DE INTERVALOS EN FALTA	66.37
FECHA DE INICIO	22/10/98 13:00
FECHA DE RETIRO	29/10/1998 12:50

Las compensaciones por flicker han quedado en suspenso debido a que éstos se han considerado muy exigentes, afectando la estabilidad económica y social del país, por afectar directamente a estas industrias y la estabilidad laboral de sus trabajadores.

**Cálculo de Compensaciones por armónicas de tensión:**

En cuanto a las tensiones armónicas, en las mediciones efectuadas en la Campaña Piloto se detectó que algunos clientes inyectan tensiones armónicas al sistema interconectado, tales como: En la SE Independencia Aceros Arequipa inyecta 5ta. armónica de tensión, en las SE Pachachaca se encuentra presencia de 5ta. armónica de tensión causada por el entorno industrial circundante a esta subestación, en la SE Huayucachi también se encuentra la presencia de 5ta. armónica de tensión inyectada desde la SE Parque Industrial.

Las empresas han realizado inversiones adicionales para instalar filtros de armónicas, obteniendo resultados positivos en algunos casos, como el de Refinería Cajamarquilla en cuanto a la 7ma. y 11va. armónica de

tensión, y en otras empresas dicha inversión económica ha sido imposible de realizar por representar un monto muy elevado para las mismas.

Cuadro N° 6

**EVALUACION DE MEDICIONES DE TENSIONES ARMONICAS**

CODIGO DE SUMINISTRO	C058
CLIENTE	ELECTROCENTRO-HUANCAYO
CENTRO DE ENTREGA	SEH
COMPENSACION 2da ETAPA [ US\$ ]	3 971.30
COMPENSACION 3ra ETAPA [ US\$ ]	43 684.30

No TOTAL DE INTERVALOS	1008
No INTERVALOS EN FALTA (THD)	241
% INTERVALOS EN FALTA	23.91%

ARMONICO	No DE ARMONICOS EN FALTA	% DE INTERVALOS EN FALTA	CALIFICACION
2	0	0.00%	Ok
3	0	0.00%	Ok
4	0	0.00%	Ok
5	522	51.79%	En falta
6	0	0.00%	Ok
7	0	0.00%	Ok
8	0	0.00%	Ok
9	0	0.00%	Ok
10	0	0.00%	Ok
11	0	0.00%	Ok
12	0	0.00%	Ok
13	0	0.00%	Ok
14	0	0.00%	Ok
15	0	0.00%	Ok
16	0	0.00%	Ok
17	0	0.00%	Ok
18	0	0.00%	Ok
19	0	0.00%	Ok
20	0	0.00%	Ok
21	0	0.00%	Ok
22	0	0.00%	Ok
23	0	0.00%	Ok
24	0	0.00%	Ok
25	0	0.00%	Ok
26	0	0.00%	Ok
27	0	0.00%	Ok
28	0	0.00%	Ok
29	0	0.00%	Ok
30	0	0.00%	Ok
31	0	0.00%	Ok
32	0	0.00%	Ok
33	0	0.00%	Ok
34	0	0.00%	Ok
35	0	0.00%	Ok
36	0	0.00%	Ok
37	0	0.00%	Ok
38	0	0.00%	Ok
39	0	0.00%	Ok
40	0	0.00%	Ok

Las compensaciones por armónicas de tensión calculadas en las mediciones efectuadas por las diferentes empresas involucradas, también resultaron muy elevadas, afectando la estabilidad económica de estas empresas, por lo que OSINERG ha dejado en suspenso las compensaciones por estas perturbaciones establecidos en la NTCSE.

Sin embargo, es de precisar que todas las empresas involucradas en el cumplimiento de la NTCSE están obligadas a reportar las mediciones registradas tal como lo establece dicha norma.

### **Cálculo de compensaciones por mala calidad de frecuencia:**

#### **Cuadro N° 7**

**APLICACIÓN DE LA NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS  
(NTCSE)  
PRIMER SEMESTRE 2001  
CALCULO DE LAS COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DE FRECUENCIA  
JUNIO 2001  
Compensaciones por Variaciones Súbitas =  $b' \cdot B_m \cdot P_m$**

**Cliente : LUZ DEL SUR**

<b>Suministro</b>	<b>Punto de Entrega</b>	<b>b' (US\$/kW)</b>	<b>Nro. de Variaciones Súbitas</b>	<b>Bm (Factor)</b>	<b>Potencia Máxima Suministrada: Pm (kW)</b>	<b>Compensación Mensual US\$</b>
C094	SE SAN JUAN 210 KV	0.01	2	1	283 000	2 830.00
C290	SE SANTA ROSA 210 KV	0.01	2	1	87 000	870.00
<b>COMPENSACION MENSUAL TOTAL (US\$)</b>						<b>3 700.00</b>

Las mediciones de la frecuencia están a cargo del Comité de Operación en tiempo real de la empresa de transmisión ETECEN, quienes informan a las empresas integrantes del COES para que cada una de ellas realicen los respectivos cálculos de las compensaciones por mala calidad de frecuencia.

Los cálculos de las compensaciones por mala calidad de frecuencia realizados con las primeras mediciones de frecuencia resultaron muy elevados para las empresas generadoras, por lo que estas empresas demandaron ante OSINERG la modificación de los límites de los parámetros de calidad de frecuencia.

Con las modificaciones realizadas por OSINERG para el cálculo de las compensaciones por mala frecuencia, Electroperú ha realizado las compensaciones a partir del 12 de octubre de 1999, fecha en que empieza la segunda etapa de la NTCSE.

#### **Compensación por variaciones sostenidas( $\Delta f$ )**

De la evaluación de las variaciones sostenidas de frecuencia, en los meses anteriores se ha determinado que Electroperú no compensa por este parámetro de calidad de frecuencia.

Es de resaltar, que este hecho se presenta debido a que el Comité de Operación en Tiempo Real conjuntamente con los suministradores han elaborado procedimientos que han permitido superar las variaciones de frecuencia encontradas en las primeras mediciones de este parámetro de calidad.

#### **Compensación por variaciones súbitas (VSF)**

De la evaluación de las variaciones súbitas de frecuencia, en los anteriores meses, Electroperú ha efectuado compensaciones en función a las potencias máximas mensuales en cada uno de los puntos de entrega de sus clientes.



Las compensaciones por variaciones súbitas de frecuencia también han disminuido debido a las mejoras en los mantenimientos programados de los equipos, aunque en este caso, es difícil de controlar, habida cuenta que las variaciones súbitas de frecuencia se presentan con las interrupciones, que son contingencias incontrolables.

### **Compensación por variaciones diarias de frecuencia (IVDF)**

Durante los meses de la segunda etapa de la NTCSE no se han producido violaciones a la norma por variaciones diarias de frecuencia, debido a que mediante DS N° 009-99-EM se amplió la tolerancia para este parámetro de calidad de frecuencia de  $\pm 12$  ciclos a  $\pm 600$  ciclos, por lo que no se han presentado penalizaciones durante este período.

## **4.2. Implicancias económicas en la gestión empresarial de Electroperú**

La NTCSE peruana establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos que deben brindar las empresas de electricidad que operan bajo el régimen de la ley de Concesiones Eléctricas del decreto Ley 25844.

Las empresas eléctricas que no brinden el servicio de electricidad dentro de los niveles mínimos de calidad, están obligadas a pagar compensaciones económicas a sus clientes.

En este capítulo se presenta un resumen de las compensaciones económicas calculadas para Electroperú durante las mediciones de la Campaña Piloto de Mediciones (primera etapa) y pagadas desde el inicio de la aplicación de la segunda etapa de la NTCSE.

#### 4.2.1 Cálculo de compensaciones durante la Campaña Piloto de Mediciones de Calidad de Servicio Eléctrico

Mediante la evaluación de los registros de mediciones efectuadas por Electroperú durante la Campaña Piloto de Mediciones, se obtuvieron las siguientes compensaciones para los diferentes parámetros de Calidad de Servicio Eléctrico:

Cuadro N° 8

**CALCULO APROXIMADO DE COMPENSACIONES MENSUALES POR ELECTROPERU S.A.  
CAMPAÑA PILOTO DE MEDICIONES DE CALIDAD DE PRODUCTO  
(1998 - 1999)**

VARIABLE DE CALIDAD	ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NTCSE			
	II		III	
	US\$	%	US\$	%
VARIACION DE TENSION	186 465	37%	932 325	21%
FLICKER	288 918	57%	3 178 092	72%
ARMONICAS DE TENSION	17 380	3%	191 188	4%
FRECUENCIA	16 690	3%	83 450	2%
<b>TOTAL</b>	<b>509 453</b>	<b>100%</b>	<b>4 385 055</b>	<b>100%</b>
<b>% INGRESOS MENSUALES</b>	<b>2.12%</b>		<b>18.27%</b>	

Fuente: Propia

Las proyecciones de las compensaciones económicas mostradas en el Cuadro N° 8 demuestran lo muy exigentes en las tolerancias de los parámetros de calidad, con que se plantearon inicialmente la aplicación de la NTCSE, resultando durante la segunda etapa una compensación que representaba el 2,12% de los ingresos mensuales y durante la tercera etapa una compensación que representaba el 18.27% de los ingresos mensuales de la empresa. Siendo las mayores compensaciones económicas por variación de tensión y por flicker.

Es de precisar que tanto las mediciones como el cálculo de compensaciones estuvieron a cargo de una empresa contratista, bajo la supervisión del personal especialista del Area de Mediciones.

#### 4.2.2 Resumen de Compensaciones pagadas por Electroperú

A continuación se presentan las compensaciones efectuadas por Electroperú a sus clientes y a terceros en cumplimiento de la aplicación de la segunda etapa de la NTCSE.

Cuadro N° 9

**RESUMEN DE LAS COMPENSACIONES PAGADAS POR ELECTROPERU S.A.  
POR LA APLICACIÓN DE LA NTCSE**

VARIABLE DE CALIDAD	1999		2000		2001 (1er. Semestre)	
	US\$	%	US\$	%	US\$	%
VARIACION DE TENSION FLICKER			19 214	11%	6 528	30%
ARMONICAS DE TENSION FRECUENCIA			49 560	29%	7 435	34%
CALIDAD DE SUMINISTRO	7 193	100%	104 447	60%	7 907	36%
<b>TOTAL</b>	<b>7 193</b>	<b>100%</b>	<b>173 221</b>	<b>100%</b>	<b>21 870</b>	<b>100%</b>
<b>% INGRESOS MENSUALES</b>	<b>0.03%</b>		<b>0.06%</b>		<b>0.02%</b>	

Fuente: Propia

En el cuadro N° 9 se muestran las compensaciones pagadas por Electroperú desde el inicio de las mediciones de la segunda etapa de la NTCSE (12 de octubre de 1999), en el cual se observa una notoria disminución de las compensaciones respecto a las proyecciones de la primera etapa de la norma, esto se deben principalmente a las modificaciones a la NTCSE mediante el DS N° 009-99-EM: respecto a la tensión nominal por tensión de operación o de contrato para el cálculo de compensaciones por variación de tensión, aumento de la tolerancia por variaciones diarias de frecuencia ( $\pm 600$  ciclos) y a la suspensión de los

pagos de compensaciones por emisión de perturbaciones durante la segunda etapa de la NTCSE.

#### 4.2.3 Compensaciones aproximadas para la tercera etapa de la NTCSE

Se presenta una proyección de las compensaciones que Electroperú debería pagar a partir de la tercera etapa de la norma, calculada mediante las últimas mediciones y todas las modificaciones a la NTCSE indicadas en el punto 1.4. del presente informe de tesis.

Cuadro N° 10  
**COMPENSACIONES MENSUALES APROXIMADAS PARA LA  
 TERCERA ETAPA DE LA NTCSE  
 (A partir del 2002.01.01)**

VARIABLE DE CALIDAD	ETAPA DE APLICACIÓN DE LA NTCSE	
	III	
	US\$	%
VARIACION DE TENSION	96 070	2%
FLICKER	2 678 092	61%
ARMONICAS DE TENSION	91 188	2%
FRECUENCIA	247 800	6%
<b>TOTAL</b>	<b>3 113 150</b>	<b>71%</b>
<b>% INGRESOS MENSUALES</b>	<b>12.97%</b>	

Fuente: Propia

Las compensaciones proyectadas para la tercera etapa de la NTCSE indican que todavía resultan muy exigentes las penalizaciones, debido a que todavía no se han definido las tolerancias y las penalizaciones por las perturbaciones, promoviendo el Ministerio de Energía y Minas conformar una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su aplicación más adecuada a nuestro mercado eléctrico.

## **CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Se presentarán las conclusiones, así como algunas recomendaciones sobre la aplicación de la NTCSE.

### **5.1. Conclusiones**

#### **Con relación a las implicancias económicas para Electroperú**

- La implementación de NTCSE ha significado una inversión aproximada de S/. 1 204 000 en equipos registradores, así como el aumento en los costos operativos y la asignación de dos (02) profesionales y un (01) técnico dedicados a la aplicación de la Norma Técnica de Calidad.
- Las compensaciones económicas establecidos por la NTCSE resultaron muy exigentes para las empresas eléctricas, siendo necesaria plantear a las autoridades del sector modificaciones en cuanto a las tolerancias de los parámetros de calidad y la suspensión de las compensaciones para las perturbaciones.
- Las elevadas compensaciones económicas establecidas por la NTCSE compromete directamente la estabilidad de las empresas del sector, si bien Electroperú debe compensar directamente por las variaciones de tensión, mala frecuencia y calidad de suministro, también debe de hacerlo por las perturbaciones que inyectan sus clientes, para luego trasladarlos a

los mismos. Esto significaría que Electroperú podría perder sus grandes clientes libres, disminuyendo sus ingresos por venta de electricidad.

- Es de precisar que la implementación de la NTCSE no solo tiene que ver con la calidad mínima que debe cumplir el producto electricidad sino con las implicancias económicas que dicha norma significa para las empresas eléctricas en la economía del país.

### **Con relación a los conceptos teóricos**

- La electricidad es un producto y por lo tanto tiene que cumplir estándares mínimos para la satisfacción de los usuarios.
- El flujo de potencia armónica es normalmente contrario al flujo de potencia correspondiente a la frecuencia fundamental.
- El gran número de equipos con base a la electrónica de potencia, hornos de arco, modulación por ancho de pulso, ha originado que los niveles de perturbaciones en el sistema eléctrico de potencia se incrementen.

### **Con relación a las mediciones efectuadas**

- Los puntos de entrega a los diferentes clientes de Electroperú se encuentran muy alejados de las ciudades, por lo que el plazo de 16 horas para la entrega de información a OSINERG resulta ser muy corta, no contando con un margen de maniobra debido al difícil acceso a estos lugares.
- Los sistemas de comunicación en las provincias o lugares más cercanos a los puntos de entrega no presentan una garantía técnica, por lo cual en muchos casos no es posible cumplir con el envío de información que en el

caso de los archivos de perturbaciones (formato Topas 1000) son de gran capacidad, aproximadamente 8.0 MB.

### **Con relación a la direccionalidad de armónicas y origen del flicker**

- Existen puntos de entrega común para varios generadores, los cuales dificultan las compensaciones por perturbaciones para cada cliente.
- Los transformadores de potencia utilizados en las redes eléctricas normalmente actúan como filtros (atenuadores) de flicker, por lo que debe establecer el valor límite del Pst de acuerdo al nivel de tensión (MAT, AT, MT, BT).

### **5.2. Recomendaciones sobre la aplicación de la NTCSE**

- El Ministerio de Energía y Minas debe conformar la Comisión para el análisis de las perturbaciones conjuntamente con las empresas eléctricas y los clientes involucrados, para aprovechar la experiencia de éstas desde el inicio de la NTCSE.
- Las exigencias establecidas en la NTCSE deben ser revisadas y modificadas de acuerdo a la realidad nacional, para no perjudicar la gestión operativa de las empresas eléctricas y además la estabilidad del parque industrial existente.

## **ANEXO A**

- **NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS**
- **RESOLUCIÓN N° 013-2000-EM, (DE 27 DE JULIO DE 2000)**
- **RESOLUCIÓN N° 017-2000-EM, (DE 18 DE SETIEMBRE DE 2000)**
- **RESOLUCIÓN N° 040-2001-EM, (DE 17 DE JULIO DE 2001)**
- **BASES METODOLOGICA DE LA RESOLUCIÓN N° 040-2001-EM**



**ENERGIA Y MINAS****Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos****DECRETO SUPREMO  
N° 020-97-EM****EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA****CONSIDERANDO:**

Que, mediante Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se dictaron normas para el desarrollo de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica;

Que, para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren dichas disposiciones legales, debe garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, siendo por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo; y, por el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Estado;

**DECRETA:**

**Artículo 1°.-** Apruébase la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que consta de 8 Títulos y 12 Disposiciones Finales, la cual forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

**Artículo 2°.-** Deróguense las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

**Artículo 3°.-** El presente Decreto Supremo será reafirmado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los nueve días del mes de octubre de mil novecientos noventa y siete.

**ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI**  
Presidente Constitucional de la República

**ALBERTO PANDOLFI ARBULU**  
Presidente del Consejo de Ministros y  
Ministro de Energía y Minas

**NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS  
SERVICIOS ELECTRICOS****I. OBJETIVO****II. BASE LEGAL****III. ALCANCES****IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS  
SERVICIOS ELECTRICOS****TITULO PRIMERO****1. DISPOSICIONES GENERALES****TITULO SEGUNDO****2. ETAPAS DE APLICACION DE LA NORMA****TITULO TERCERO****3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y  
DE TERCEROS****TITULO CUARTO****4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD****TITULO QUINTO****5. CALIDAD DE PRODUCTO****5.1 TENSION  
5.2 FRECUENCIA****5.3 PERTURBACIONES  
5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR  
5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD****TITULO SEXTO****6. CALIDAD DE SUMINISTRO****6.1 INTERRUPCIONES  
6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR  
6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD****TITULO SETIMO****7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL****7.1 TRATO AL CLIENTE  
7.2 MEDIOS DE ATENCION  
7.3 PRECISION DE MEDIDA DE LA ENERGIA  
7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR  
7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD****TITULO OCTAVO****8. CALIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO****8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO  
8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR  
8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD****DISPOSICIONES FINALES****NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS  
SERVICIOS ELECTRICOS****I. OBJETIVO**

El objetivo de la presente Norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y 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.

**II. BASE LEGAL**

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 29°, 31°, 34°, 36°, 102° y aquéllos que resulten aplicables.).

- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 6°, 55°, 95°, 183°, 201°, 239° y aquéllos que resulten aplicables.)

- Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME que aprueba la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas.

- Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME que aprueba la Escala de Multas y Penalidades a aplicarse en caso de incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas complementarias.

- Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE que aprueba la Directiva N° 001-95-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

**III. ALCANCES**

La presente norma es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y de aplicación supletoria de la voluntad de las partes para aquel suministro que, conforme a Ley, pertenece al régimen de libertad de precios. En este último caso, las partes relevantes de la Norma que no estén contempladas expresamente en contratos de suministro de servicios serán aplicadas supletoriamente.

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

**a) Calidad de Producto:**

- Tensión;
- Frecuencia;
- Perturbaciones (Flícker y Tensiones Armónicas).

**b) Calidad de Suministro:**

- Interrupciones.

**c) Calidad de Servicio Comercial:**

- Trato al Cliente;
- Medios de Atención;
- Precisión de Medida.

**d) Calidad de Alumbrado Público:**

- Deficiencias del Alumbrado.

Cuando en el texto de esta norma se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Norma" y "Autoridad" se deberá entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la presente Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y al Organismo Supervisor de Inversión en Energía -OSINERG-, respectivamente.

## IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS

### TITULO PRIMERO

#### 1. DISPOSICIONES GENERALES

**1.1** En la presente Norma se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

**1.2** Se entiende por Suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado; y se entiende por Cliente a todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros. Se entiende por Terceros a todos aquéllos que, sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta.

**1.3** Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público que entrega un Suministrador a sus Clientes. Estos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De requerirse indicadores de performance de un Suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables.

### TITULO SEGUNDO

#### 2. ETAPAS DE APLICACION DE LA NORMA

Se fijan estándares de calidad para el servicio de la electricidad y el alumbrado público que rigen desde la fecha de entrada en vigencia de la Norma. La adecuación de las entidades involucradas en la prestación de este servicio, se lleva a cabo en tres (3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente.

**2.1. Primera Etapa.-** Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses y comienza al entrar en vigencia la Norma. En esta etapa, las entidades involucradas en la prestación del servicio están obligadas a:

a) Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de la Calidad de Producto, Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público a controlar, excepto en aquellos casos que, por mandato explícito de la Norma, puedan implementarse en etapas posteriores.

b) Implementar todos los medios necesarios para garantizar la calidad del servicio comercial que les compete.

c) Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de la información:

- Para el cálculo de los indicadores;
- Para la comparación con los estándares de calidad; y,
- Para la transferencia, a la Autoridad, de la información requerida por ella.

Esto incluye las bases de datos especificadas por la Norma. Tratándose exclusivamente de la base de datos que contenga el esquema de alimentación de un Suministrador a cada uno de sus Clientes en baja tensión, como se detalla más adelante, su implementación puede prolongarse hasta antes de finalizar la Segunda Etapa. En este caso, se debe probar, al finalizar la primera etapa, que se ha logrado un avance mínimo real del 30% en su implementación, con lo que se dará por autorizado.

d) Efectuar una campaña piloto de medición y registro de las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad; calcular los indicadores; y actuar sobre ellos para mejorar la calidad, de ser necesario.

e) Presentar, dentro de los primeros seis (6) meses, un Programa de Adecuación a la Norma que comprenda los puntos mencionados en los párrafos anteriores. La duración de estos programas queda circunscrita a esta Primera Etapa. La Autoridad debe pronunciarse dentro de los quince (15) días calendario de presentado el programa. En caso contrario, se tendrá por aprobado. Las observaciones de la Autoridad deben ser subsanadas en un plazo máximo de quince (15) días calendario.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas durante esta etapa.

**2.2 Segunda Etapa.-** Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la Primera.

El incumplimiento con los plazos y Programas de Adecuación planteados en la Primera Etapa da lugar a las sanciones establecidas en la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

**2.3 Tercera Etapa.-** Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la Segunda.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

### TITULO TERCERO

#### 3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS

**3.1** El Suministrador es responsable de prestar, a su Cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la Norma. Son obligaciones del Suministrador:

a) Para el caso de entidades que suministran o comercializan electricidad, realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Las entidades que provean el servicio de transmisión o sean propietarios de redes de acceso libre, utilizarán las mediciones y registros que les deben ser entregados por quienes suministran o comercializan electricidad a través de sus redes;

b) Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la Autoridad;

c) Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre;

d) Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento con la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor;

e) Abonar el importe de las multas que la Autoridad le aplique;

f) Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

**3.2** Todo Suministrador es responsable ante otros Suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un Cliente suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores, los mismos que serán compensados según la Norma.

**3.3** Los propietarios de instalaciones de transmisión, redes de acceso libre, u otras instalaciones complementarias de un sistema eléctrico, son responsables ante sus Clientes por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones. Los Suministradores de estos servicios son responsables ante sus Clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.

**3.4** La calidad del servicio eléctrico a Clientes libres, los límites de emisión de perturbaciones de estos Clientes y las compensaciones a que hubiere lugar deben ser fijados por contrato. Los contratos de suministro de energía, para el mercado libre y para el mercado del Servicio Público de Electricidad, deben incluir condiciones que permitan al Suministrador controlar las perturbaciones propias y aquéllas que un Cliente suyo pudiera introducir en el sistema y por las cuales, el Suministrador es responsable. Los contratos para la utilización de instalaciones de transmisión, transformación, distribución y/o compensación, también deben incluir condiciones equivalentes. Supletoriamente se aplican las especificaciones de la Norma.

**3.5** En caso de transferencias de energía, en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar a los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro y de garantizar las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. Tratándose de casos en los que es difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen la responsabilidad solidariamente, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

**3.6** Todo Cliente es responsable ante su Suministrador por aquellas perturbaciones que inyecte en la red excediendo las tolerancias establecidas de acuerdo a la Norma. El Cliente será notificado de este hecho por su Suministrador, luego que éste haya comprobado fehacientemente la falta del Cliente. El hecho será simultáneamente comunicado a la Autoridad debiendo adjuntar prueba sustentatoria.

**3.7** A partir de la Segunda Etapa, los Clientes tienen un plazo máximo de sesenta (60) días calendario contados desde la notificación, por parte de su Suministrador, para mejorar sus niveles de emisión de perturbaciones. Al cabo de este plazo, su Suministrador queda facultado a suspenderle el servicio.

**3.8** Durante el plazo a que se hace referencia en el numeral anterior, el Cliente es responsable ante su Suministrador por las compensaciones que éste efectúe a terceras partes, y cuya causa probada sea estrictamente la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas para el Cliente.

**3.9** Se considera como prueba fehaciente de la emisión de perturbaciones por parte de un Cliente a los resultados de un proceso de medición tal como lo establece la Norma.

## TITULO CUARTO

### 4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

**4.1** Fiscalizar el fiel cumplimiento de lo establecido en la Norma.

**4.2** Proponer ante los organismos normativos competentes, normas complementarias o modificatorias a la presente Norma y sus Bases Metodológicas.

**4.3** Resolver, en segunda y última instancia, los pedidos o reclamos presentados por las Empresas de Electricidad o los Clientes, relacionados con el cumplimiento de la Norma.

**4.4** Verificar el pago de las compensaciones a los Clientes y Suministradores en concordancia con la Norma.

**4.5** Imponer multas por incumplimiento de lo establecido en la Norma.

## TITULO 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 éste 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.

### 5.1 TENSION

**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 ( $\Delta V_k$ ) 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:

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

**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 tres por ciento (3%) 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:

**Compensaciones Por Variaciones De Tensión =  $\Sigma_p a \cdot A_p \cdot E(p)$ .....(Fórmula N° 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 US\$/kWh  
 Tercera Etapa: a=0.05 US\$/kWh

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

Tabla N° 1

Indicador $\Delta V_p$ (%)	Todo Servicio $A_p$	Red Sec. Rural* $A_p$
$5.0 <  \Delta V_p  \leq 7.5$	1	-
$7.5 <  \Delta V_p  \leq 10.0$	6	1
$10.0 <  \Delta V_p  \leq 12.5$	12	12
$12.5 <  \Delta V_p  \leq 15.0$	24	24
$15.0 <  \Delta V_p  \leq 17.5$	48	48
$ \Delta V_p  > 17.5$	96	96

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

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

**5.1.4 Control.-** El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, según corresponda al tipo de Cliente, por medio de equipos registradores cuyas especificaciones técnicas hayan sido 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 en todo momento; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición determinado, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos Clientes monofásicos y/o trifásicos cuyos suministros se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba", 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 ( $\Delta f_k$ ) 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:

$\Delta f_k$  (%) =  $(f_k - f_N) / f_N \cdot 100\%$ ; (expresada en: %)......(Fórmula N° 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:

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

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

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

- Variaciones Sostenidas ( $\Delta f_k$  (%)) :  $\pm 0.6 \%$ .
- Variaciones Súbitas (VSF) :  $\pm 1.0 \text{ Hz}$ .
- Variaciones Diarias (IVDF) :  $\pm 12.0 \text{ Ciclos}$ .

**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 tres por ciento (3%) 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 contratada o energía entregada en condiciones de mala calidad.

**Compensaciones Por Variaciones Sostenidas =  $\Sigma_q b \cdot B_q \cdot E(q)$ .....(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  $\Delta f_q$  (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 2

$\Delta f_q$ (%)	$B_q$
$0.6 <  \Delta f_q  \leq 1.0$	1
$1.0 <  \Delta f_q  \leq 1.4$	10
$1.4 <  \Delta f_q $	100

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

**Compensaciones Por Variaciones Súbitas =  $b' \cdot B'_q \cdot P_q$ .....(Fórmula N° 7)**

Donde:

- 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 Nº 3

$N_{VSF}$	$B_m$
$1 < N_{VSF} \leq 3$	1
$3 < N_{VSF} \leq 7$	10
$7 \leq N_{VSF}$	100

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 potencia máxima suministrada durante el período de medición respectivo (un mes), expresada en kW.

**Compensaciones Por Variaciones Diarias** =  $\sum_{d=1}^{max} b^* \cdot B_d \cdot P_d$ .....(Fórmula Nº 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 Nº 4

$M_{VDF}$ (ciclos)	$B_d$
$12 < M_{VDF} \leq 60$	1
$60 < M_{VDF} \leq 600$	10
$600 < M_{VDF}$	100

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

**5.2.7 Control.**- El control y los registros del comportamiento de la frecuencia se realiza en puntos cualesquiera de la red, de manera continua. Es decir, el Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control, y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

**5.2.8** 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.

**5.3 PERTURBACIONES**

**5.3.1** La Autoridad propicia el control de todo tipo de perturbaciones. Inicialmente, sin embargo, sólo se controla el Flícker y las Tensiones Armónicas.

El Flícker y las Armónicas se miden en el voltaje de *Puntos de Acoplamiento Común (PAC)* del sistema, de puntos indicados explícitamente en la Norma o de otros que especifique la Autoridad en su oportunidad.

**5.3.2 Indicadores De Calidad.**- Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

a) Para FLICKER: El Índice de Severidad por Flícker de corta duración ( $P_{st}$ ) definido de acuerdo a las Normas IEC.

b) Para ARMONICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales ( $V_i$ ) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).

Estos indicadores ( $P_{st}$ ,  $V_i$ , THD) se evalúan separadamente para cada Intervalo de Medición de diez (10) minutos durante el Período de Medición de perturbaciones, que como mínimo será de siete (7) días calendario continuos.

**5.3.3 Tolerancias:**

a) **Flícker.**- El Índice de Severidad por Flícker ( $P_{st}$ ) no debe superar la unidad ( $P_{st} \leq 1$ ) en Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite:  $P_{st} = 1$  como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

b) **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 deben superar los valores límite ( $V_i$  y THD) indicados en la siguiente tabla. Para efectos de esta Norma, se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2ª) y la cuarenta (40ª), ambas inclusive.

Tabla Nº 5

ORDEN (n) DE LA ARMONICA ó THD	TOLERANCIA  V <sub>i</sub> '  o  THD'  (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Para tensiones mayores a: 60 kV	Para tensiones menores o iguales a: 60kV
(Armónicas impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
mayores de 25	0.1 + 2.5/n	0.2 + 2.5/n
(Armónicas impares múltiplos de 3)		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
mayores de 21	0.2	0.2
(Pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
mayores de 12	0.2	0.5
THD	3	5

El Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD) está definido como:

$THD = (\sqrt{\sum_{i=2,4,6,8,10,12,14,16,18,20,22,24,26,28,30,32,34,36,38,40} (V_i^2 / V_N^2)}) \cdot 100\%$ .....(Fórmula Nº 9)

Donde:

- $V_i$ .- Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica "i" (para i=2 ... 40) expresada en Voltios.
- $V_N$ .- Es la tensión nominal del punto de medición expresada en Voltios.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias establecidas en este numeral, por un tiempo superior al 5% del Período de Medición. Cada tipo de perturbación se considera por separado.

**5.3.4 Compensaciones por exceso de perturbaciones.**- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya

comprobado que la calidad de producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.3.3 de la Norma. 5.3.5 Aquellos Clientes que excedan las tolerancias de emisión de perturbaciones establecidas para ellos individualmente, no son compensados por aquellos parámetros de la calidad a cuyo deterioro han contribuido durante el período de control respectivo.

**5.3.6** Las compensaciones que se pagan a los Clientes alimentados desde el punto de medición donde se verifica la mala calidad, se calculan para el Período de Medición a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad:

**Compensaciones por Flicker** =  $\sum, c \cdot C_r \cdot E(r)$ .....(Fórmula N° 10)

Donde:

- r.- Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por Flicker.
- c.- Es la compensación unitaria por Flicker:

Primera Etapa:  $c=0.00$   
 Segunda Etapa:  $c=0.10$  US\$/kWh  
 Tercera Etapa:  $c=1.10$  US\$/kWh

- $C_r$ .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la Distorsión Penalizable por Flicker DPF(r) calculado para el intervalo de medición "r" como:

$DPF(r) = P_{\alpha}(r) - P_{\alpha}$   
 Si:  $DPF(r) \geq 1; C_r = 1$   
 Si:  $DPF(r) < 1; C_r = DPF(r) \cdot DPF(r)$

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

**Compensaciones por Armónicas** =  $\sum, d \cdot D_s \cdot E(s)$ .....(Fórmula N° 11)

Donde:

- s.- Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por armónicas.
- d.- Es la compensación unitaria por armónicas:

Primera Etapa:  $d=0.00$   
 Segunda Etapa:  $d=0.10$  US\$/kWh  
 Tercera Etapa:  $d=1.10$  US\$/kWh

- $D_s$ .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud de la Distorsión Penalizable por Armónicas DPA(s) calculado para el intervalo de medición "s" como:

$DPA(s) = (THD(s) - THD) / THD + (1/3) \sum_{i=2..40} ((V_i(s) - V_i) / V_i)$ .....(Fórmula N° 12)

(Sólo se consideran los términos positivos de esta expresión).

Si:  $DPA(s) \geq 1; D_s = 1$   
 Si:  $DPA(s) < 1; D_s = DPA(s) \cdot DPA(s)$

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

**5.3.7 Control.**- Se efectúan registros mensuales de perturbaciones con lecturas válidas en los siguientes puntos:

- En uno (1) por cada veinticuatro (24) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

- En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT que comprenda por lo menos lo siguiente:

Tabla N° 6

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con mas de 500,000 Clientes	24	24
Con 100.001 a 500,000 Clientes	12	12
Con 10,001 a 100,000 Clientes	6	6
Con 501 a 10,000 Clientes	3	3
Con 500 clientes o menos	-	-

**5.3.8** 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 diez (10) minutos.

**5.3.9** Adicionalmente, con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker y voltajes armónicos especificados en el numeral 5.3.7, se efectúan mediciones de flicker y voltajes armónicos por lo menos hasta el orden 15, de manera simultánea con las mediciones de los niveles de tensión; por lo que los medidores de tensión deben estar equipados para realizar estas mediciones de monitoreo.

**5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

**5.4.1** Adquirir todos los equipos de medición y registro necesarios, y realizar los trabajos de instalación y/o montaje que se requieran, de conformidad con el inciso a) del numeral 3.1 de la Norma.

**5.4.2** Diseñar e implementar los procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, la evaluación de indicadores y compensaciones, y la transferencia de información requerida a la Autoridad.

**5.4.3** Entregar a la Autoridad, una semana antes de la finalización de cada mes, el programa propuesto de medición del mes siguiente.

**5.4.4** Tomar las mediciones de todos los parámetros de la calidad de producto en todos los puntos en los que están obligados a hacerlo y en los que sean necesarios, dentro de los plazos establecidos en la Norma para cada caso.

**5.4.5** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos de entrega a sus Clientes, correspondientes a por lo menos los cinco (5) últimos años.

**5.4.6** Implementar y mantener actualizadas las bases de datos con toda la información que se obtenga de las mediciones descritas, incluyendo una que permita identificar a todos los Clientes que son alimentados por cada:

- Alimentador de baja tensión
- Subestación de distribución MT/BT
- Alimentador de media tensión
- Subestación de AT/MT
- Red de alta tensión.

**5.4.7** Efectuar los cálculos de los indicadores de calidad y de ser el caso de las compensaciones respectivas.

**5.4.8** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

- Copias de los registros del mes anterior en medio magnético.
- Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.
- El cálculo de los indicadores de calidad.
- El cálculo de las compensaciones a sus Clientes.
- Un resumen de las compensaciones pagadas a sus Clientes.

- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

Los registros de las lecturas efectuadas sobre Flicker, Armónicas y Energía Suministrada por cada período de medición, serán entregados a la Autoridad con un informe que contendrá como mínimo la siguiente información:

- Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.
- Perturbaciones por Flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad.

**5.4.9** Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente calidad de producto, en la facturación del mes siguiente al mes de ocurrencia o verificación de las deficiencias. Estas compensaciones deben efectuarse sin necesidad de previa solicitud de los Clientes; y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar a que se hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros al Suministrador. Se pagan por todos los meses transcurridos desde, e incluido por completo, el mes en que se efectuó la medición con la que se detectó la deficiencia hasta el momento en que se inicia aquella medición con la que se comprueba que la deficiencia ha sido superada.

**5.4.10** Entregar a la Autoridad, la información adicional relacionada con la Calidad de Producto que ésta requiera.

**5.4.11** Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad.

**5.4.12** Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

**5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD**

**5.5.1** Modificar, en cualquier momento, la programación y/o selección de puntos de medición, debiendo el Suministrador iniciar las mediciones respectivas dentro de las setenta y dos (72) horas de recibida la notificación.

**5.5.2** Llevar a cabo mediciones de verificación, en los lugares y casos que considere conveniente.

**5.5.3** Presenciar la instalación, retiro y/o reinstalación de equipos de medición y registro.

**5.5.4** Recabar, in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador.

**5.5.5** Verificar los registros de las mediciones.

**5.5.6** Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

**5.5.7** Verificar el cálculo de las compensaciones.

**5.5.8** Solicitar, en cualquier momento, información relacionada con la Calidad de Producto y esta Norma.

**TITULO SEXTO**

**6. CALIDAD DE SUMINISTRO**

**6.1 INTERRUPTIONES**

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

**6.1.1** Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Periodo de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

**6.1.2** Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

**6.1.3** Indicadores de la Calidad de Suministro.- La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Periodos de Control de un semestre.

a) **Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)**

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Periodo de Control de un semestre:

N = Número de Interrupciones; (*expresada en: interrupciones/semestre*).

b) **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)**

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Periodo de Control de un semestre:

$D = \sum(K_i * d_i)$ ; (*expresada en: horas*).....(Fórmula N° 13)

Donde:

- d.- Es la duración individual de la interrupción i.
- K<sub>i</sub>- Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:
  - Interrupciones programadas en redes\* : K<sub>i</sub> = 0.5
  - Otras : K<sub>i</sub> = 1.0

\*El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a mantenimiento o ampliación de redes, programadas oportunamente, y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

**6.1.4 Tolerancias.-** Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

**Número de Interrupciones por Cliente (N')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 2 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 4 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 6 Interrupciones/semestre

**Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 4 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión : 7 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

**6.1.5** Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como Urbano-Rurales, los valores límite de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') son incrementados en un 100%; y tratándose de servicios calificados como Rurales, son incrementados en 250%.

**6.1.6** **Compensaciones por mala calidad de suministro.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en los numerales 6.1.4 ó 6.1.5 de la Norma, según corresponda.

**6.1.7** Las compensaciones establecidas en esta Norma son complementarias a las de los Artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento. En consecuencia, de los montos de las compensaciones por mala calidad de suministro, calculadas de acuerdo a esta Norma, se descuentan aquellos montos pagados conforme a los Artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento, abonándose la diferencia, al Cliente, por la mala calidad de suministro eléctrico recibido.

**6.1.8** Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de interrupciones por Cliente por semestre (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

**Compensaciones Por Interrupciones = e • N • D • ENS**.....(Fórmula N° 14)

Donde:

e.- Es la compensación unitaria por incumplimiento con la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

- Primera Etapa: e=0.00
- Segunda Etapa: e=0.05 US\$/kWh
- Tercera Etapa: e=0.95 US\$/kWh

E.- Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = (1 + (N - N^2)/N^2 + (D - D^2)/D^2) \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 15})$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad; mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

**ENS.**- Es la Energía teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado, y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) \cdot D; \text{ (expresada en: kWh)} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 16})$$

Donde:

**ERS** : Es la Energía Registrada en el Semestre.  
**NHS** : Es el Número de Horas del Semestre.  
 **$\sum d_i$**  : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

**6.1.9 Control.**- Se evalúa la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se calculan, en todos los casos, para cada Cliente.

**6.1.10** Las mediciones para determinar el Número de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por Cliente se llevan a cabo de la siguiente manera:

a) En todos los puntos de suministro a Clientes en muy alta y alta tensión.

b) En todas aquellas secciones de líneas o alimentadores que atiendan directamente a Clientes en media tensión y/o subestaciones MT/BT;

c) En el punto de salida de la subestación MT/BT de todos los alimentadores en baja tensión; y en aquellos puntos, distintos a los anteriores, expresamente indicados por la Autoridad, si ésta lo considera conveniente. En los dos últimos casos las mediciones se llevarán a cabo por fase.

Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hace referencia en el punto a) se implementarán durante la Etapa 1. Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hace referencia en el punto b), se implementarán durante la Etapa 2; una tercera parte cada semestre. Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hace referencia en el punto c), se implementarán durante cuatro años a partir de la fijación tarifaria de noviembre del 2001; el 25% cada año. Mientras no estén instalados los equipos a que se hace referencia en este numeral, la detección de interrupciones se lleva a cabo a través del registro de llamadas telefónicas de Clientes afectados, siguiendo un método similar al indicado en el siguiente numeral, y a través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto, diarios de mantenimiento, etc..

**6.1.11** Las interrupciones que ocurren en un ramal de baja tensión que no puedan ser registradas automáticamente por los instrumentos del alimentador del cual se deriva, son registradas del siguiente modo. Si la interrupción fue producida por el Suministrador, se registra la hora de inicio de la maniobra. Si la interrupción fue imprevista, se adopta como hora de inicio aquella en la cual se produjo la primera llamada telefónica de un Cliente perjudicado con la interrupción o desde el momento en que el Suministrador toma conocimiento del hecho, lo que ocurra primero. En ambos casos, se considera como hora final de la interrupción, aquella en la que se restableció el suministro de manera estable.

## 6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

**6.2.1** Adquirir todos los equipos de medición o registro necesarios y realizar los trabajos de instalación y/o mon-

taje que se requieran, de conformidad con el inciso a) del numeral 3.1 de la Norma. Esto consta esencialmente de equipos que permitan medir y registrar confiablemente el Número y la Duración de las interrupciones de servicio en toda la red bajo su responsabilidad, de acuerdo a los requerimientos de la Norma.

**6.2.2** Diseñar e implementar los esquemas, procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, la evaluación de indicadores y la transferencia de información requerida a la Autoridad.

**6.2.3** Tomar las mediciones de los parámetros de la Calidad de Suministro en todos los puntos en los que están obligados a hacerlo, y en aquellos otros dispuestos expresamente por la Autoridad.

**6.2.4** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos de entrega a sus Clientes, correspondientes a por lo menos los cinco (5) últimos años.

**6.2.5** Implementar y mantener actualizadas bases de datos con toda la información que se obtenga de las mediciones descritas. Estas incluyen las siguientes dos bases que deben estar permanentemente actualizadas:

a) La primera debe permitir discriminar claramente los componentes de la red asociados a la alimentación eléctrica de cada Cliente, consignando por lo menos la siguiente información :

- Identificación del Cliente (Número de suministro)
- Alimentador de BT y ramal al que está conectado
- Subestación de distribución MT/BT
- Alimentador de MT
- Centro de transformación AT/MT
- Red de AT

b) La segunda debe contener la información referida a cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica bajo su responsabilidad; consignando por lo menos la siguiente información:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción;
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción (Ej.: fase, ramal, alimentador, subestación MT/BT, alimentador MT, centro de transformación AT/MT, red de AT, etc.);
- Identificación de la causa de cada interrupción;
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, indicando su respectiva potencia nominal;
- Número de Clientes afectados por cada interrupción;
- Número total de Clientes del Suministrador, por tipo, de acuerdo a la información estadística más reciente disponible;
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

La interrelación de la información de estas bases de datos, debe poder identificar claramente a todos los Clientes afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

**6.2.6** Efectuar los cálculos de los indicadores de calidad y, de ser el caso, de las compensaciones respectivas para todos los Clientes afectados, sin necesidad de solicitud de parte.

**6.2.7** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

- Copias de los registros del semestre anterior en medio magnético;
- Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.
- Los indicadores de calidad calculados;
- El cálculo de las compensaciones pagadas a sus Clientes;
- Resúmenes de las compensaciones pagadas con montos totalizados;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

**6.2.8** Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente Calidad de Suministro, en la facturación del mes siguiente de concluido el Periodo de Control semestral. Estas compensaciones se deben realizar sin necesidad de



previa solicitud de los Clientes; y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar a que se hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros al Suministrador. Al realizar la compensación, el Suministrador debe adjuntar al Cliente, un detalle con el número de interrupciones y la duración de cada una de aquéllas consideradas para la compensación. Esto se hace en la factura o en nota adjunta.

**6.2.9** Entregar a la Autoridad, la información adicional relacionada con la Calidad de Suministro que ésta requiera.

**6.2.10** Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad.

**6.2.11** Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

### 6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

**6.3.1** Llevar a cabo mediciones de verificación, en los lugares y casos que considere conveniente.

**6.3.2** Presenciar la instalación, retiro y/o reinstalación de equipos de medición o registro.

**6.3.3** Recabar in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición o registro del Suministrador.

**6.3.4** Verificar los registros cruzando información.

**6.3.5** Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

**6.3.6** Verificar el cálculo de las compensaciones.

**6.3.7** Solicitar, en cualquier momento, información relacionada con la calidad de Suministro y esta Norma.

## TITULO SETIMO

### 7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

**7.0.1** La Calidad del Servicio Comercial se evalúa sobre tres (3) subaspectos, los mismos que sólo son de aplicación en las actividades de distribución de la energía eléctrica:

#### a) Trato al Cliente

- Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de Potencia Contratada;
- Reconexiones;
- Opciones Tarifarias;
- Reclamos por errores de medición/facturación;
- Otros.

#### b) Medios a disposición del Cliente:

- Facturas;
- Registro de reclamos;
- Centros de atención telefónica/fax;

#### c) Precisión de medida de la energía facturada.

#### 7.1 TRATO AL CLIENTE

**7.1.1** El Suministrador debe brindar al Cliente un trato razonable, satisfactorio y sin demoras prolongadas o excesivas a sus solicitudes y reclamos.

**7.1.2** Indicadores de la Calidad de Servicio Comercial.- En todos los casos, los indicadores son Plazos Máximos fijados al Suministrador para el cumplimiento de sus obligaciones.

##### 7.1.3 Tolerancias:

a) Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada

Cumplidas las condiciones a que están obligados los interesados, los plazos máximos de atención a sus solicitudes son:

##### i. Sin modificación de redes:

Hasta los 50 kW: 7 días calendario  
Más de 50 kW: 21 días calendario

##### ii. Con modificación de redes (incluyendo extensiones y anda-

didos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto):

Hasta los 50 kW: 21 días calendario  
Más de 50 kW: 66 días calendario

iii. Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria que incluya Nuevas Subestaciones y tendido de red primaria:

Cualquier potencia: 360 días calendario.

b) Reconexiones.- Superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Cliente los consumos, cargos mínimos atrasados, intereses compensatorios, recargos por moras y los correspondientes derechos de corte y reconexión, el Suministrador está obligado a reponer el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro (24) horas.

#### c) Opciones tarifarias:

i. La empresa esta obligada a valorizar los consumos con la opción tarifaria solicitada por el Cliente dentro de un plazo máximo de veinte (20) días calendario desde que se presentó la solicitud de cambio, en caso de no requerirse otro equipo de medición; o dentro del plazo máximo de siete (7) días calendario después de cumplidas las condiciones a que está obligado el solicitante.

ii. Dentro de los siete (7) días calendario de recibida la solicitud, el Suministrador debe notificar al Cliente los requisitos que éste debe satisfacer para atender su solicitud.

iii. En casos de incumplimiento por parte del Suministrador, los consumos del Cliente son valorizados con los elementos existentes y presunciones que le resulten favorables.

iv. El Cliente tiene derecho a solicitar el cambio de su opción tarifaria una vez por año y el Suministrador está obligado a concederlo.

#### d) Reclamaciones por errores de medición/facturación

i. Presentada la reclamación por errores de facturación, el Suministrador está obligado a informar al reclamante sobre la solución de la misma, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario.

ii. Las reclamaciones por posibles errores de facturación, deben quedar resueltas en la próxima factura emitida y el error no debe repetirse en siguientes facturaciones. Si las reclamaciones se hubieran registrado dentro de los quince (15) días calendario anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se amplía a la siguiente facturación.

iii. El Suministrador debe verificar que el mismo error no se haya producido con otros Clientes. De ser el caso, procederá a resolverlos inmediata y automáticamente a todos los afectados, sin esperar nuevas reclamaciones.

iv. El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes dos (2) años, lo que se considerará como reincidencia. La reincidencia se penaliza con el doble de la multa establecida para un caso no reincidente.

#### e) Otros

i. Cualquier otra reclamación debe recibir una respuesta, por escrito, dentro de los treinta (30) días calendario de presentada, salvo los plazos estipulados para casos específicos en la Norma.

ii. Las garantías del Cliente respecto a pagos en exceso que hubiera efectuado, su derecho a que no se condicione la atención de su reclamación al pago previo del importe reclamado, a que no se le suspenda el servicio mientras cumpla con sus demás obligaciones, y el procedimiento de reclamación en general, se rige por la Directiva 001-95-EM/DGE aprobada por Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE en lo que no se oponga a la presente Norma.

**7.1.4** Penalidades.- Los incumplimientos son penalizados, en cada período de evaluación de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la escala de Sanciones y Multas vigente en su oportunidad.

**7.1.5 Control.-** La Autoridad dispone una evaluación semestral en relación con el trato que el Suministrador brinda a sus Clientes.

El Suministrador debe implementar un sistema de recepción de solicitudes y reclamaciones durante la Primera Etapa y lo debe mantener abierto en las etapas posteriores. En éste se debe registrar toda la información referente a la atención del Suministrador. Asimismo, el Suministrador debe mantener, en cada centro de atención comercial, un "Libro de Observaciones" foliado y rubricado por la Autoridad, donde el Cliente puede anotar sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. A pedido de la Autoridad, el contenido de estos libros le deben ser remitidos por el Suministrador, de la manera requerida por ella, y con la información ampliatoria necesaria.

Los Suministradores deben presentar, a la Autoridad, un informe semestral sobre los pedidos y reclamaciones recibidos, en un plazo máximo de veinte (20) días calendario, después de concluido el semestre en el que se produjeron. En este informe debe constar la cantidad de pedidos y reclamaciones del semestre, discriminados por causa y de acuerdo a lo requerido por la Autoridad, con los tiempos medios de atención y/o resolución de los mismos. El Suministrador debe presentar conjuntamente con lo anterior, un registro informático detallado, para los casos en los cuales se han excedido los plazos establecidos para la atención o solución del inconveniente, indicando los datos de los Clientes afectados, motivos de las reclamaciones, tiempos transcurridos hasta la solución de los problemas y motivos que originaron las demoras.

**7.2 MEDIOS DE ATENCION**

**7.2.1** La finalidad de estos medios es garantizar que el Suministrador brinde al Cliente una atención satisfactoria y le proporcione toda la información necesaria, de una manera clara, sobre todos los trámites que el Cliente puede realizar ante el Suministrador y la Autoridad, así como los derechos y obligaciones del Cliente y Suministrador.

**7.2.2 Indicadores de Calidad.-** En todos los casos, los indicadores de calidad son los Requerimientos Mínimos exigidos en este aspecto al Suministrador.

**7.2.3 Tolerancias**

**a) Facturas**

i. Las Empresas de Electricidad deben emitir facturas claras y correctas, basadas en lecturas reales. Estas facturas deben especificar obligatoriamente, además de lo establecido en el Art. 175° del Reglamento, las magnitudes físicas de consumo y las contratadas, los cargos fijos por potencia y energía, las cargas impositivas desagregadas correspondientes, las fechas de emisión y vencimiento de la factura, la fecha de corte por pagos pendientes de ser el caso, y las estadísticas mensuales de consumo del Cliente correspondientes a los últimos doce (12) meses de manera gráfica. Asimismo, deben especificar de manera clara y desagregada, los rubros y montos de todas las compensaciones pagadas al Cliente.

ii. En el dorso de la factura, se debe indicar los lugares de pago, la dirección, teléfono y horario de los Locales de Atención al Público, los números de teléfono para la recepción de reclamaciones por falta de suministro, los requisitos y el procedimiento completo y claro que debe seguir el Cliente para presentar una reclamación y para realizar su seguimiento; incluyendo la segunda instancia.

iii. La Empresa de Electricidad debe estar en condiciones de demostrar, cuando la Autoridad lo requiera, que el reparto de facturas se efectúa oportunamente.

iv. Adjunto a las facturas correspondientes a los meses de abril y setiembre de cada año, el Suministrador está obligado a remitir una nota explicativa de los derechos de los Clientes con relación a:

- Marco legal de la actividad eléctrica indicando normas y fechas de publicación;
- Cambio de opciones tarifarias;
- Contribuciones reembolsables;
- Calidad de servicio y compensaciones;
- Contrastación de equipos;
- Otros que resulten relevantes.

**b) Registro de reclamaciones.-** El Suministrador debe implementar un sistema informático auditable en el

que deben registrarse todos los pedidos, solicitudes, o reclamaciones de los Clientes. Este registro debe permitir efectuar su seguimiento hasta su solución y respuesta final al Cliente. La Autoridad tendrá acceso a este sistema inmediatamente a su solo requerimiento.

**c) Centros de atención telefónica/fax**

i. Todo Suministrador debe implementar un sistema de atención telefónica/fax para atender reclamaciones por Falta de Suministro. La atención de estas reclamaciones se debe llevar a cabo ininterrumpidamente, las veinticuatro (24) horas, incluyendo días domingos y feriados.

ii. En centros urbanos que cuentan con más de mil (1,000) Clientes, los Suministradores deben habilitar un sistema para la recepción de reclamaciones por vía telefónica.

iii. Registrado un reclamo, se debe hacer conocer al Cliente el código del mismo que le posibilite su seguimiento.

**7.2.4 Penalidades.-** Los incumplimientos son penalizados, por cada período de control de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente.

**7.2.5 Control.-** La Autoridad dispone una evaluación semestral de los Suministradores, en relación con los medios de atención al público, y sanciona a los infractores.

**7.3 PRECISION DE MEDIDA DE LA ENERGIA**

**7.3.1** La energía facturada para un suministro, no debe incluir errores de medida que excedan los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros.

**7.3.2 Indicador de Calidad.-** El indicador sobre el que se evalúa la calidad del Servicio Comercial, en este aspecto, es el porcentaje de suministros en los que se hayan verificado errores de medida superiores a los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros, considerando una muestra semestral de inspección propuesta mensualmente por el Suministrador y aprobada y/o modificada por la Autoridad.

**7.3.3 Tolerancias.-** Se considera que la Precisión de Medida de la Energía Facturada por un Suministrador es aceptable, si el porcentaje de suministros de la muestra en los que se hayan verificado errores de medida superiores a los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros, es inferior al cinco por ciento (5%).

**7.3.4 Penalidades.-** Los incumplimientos se sancionan, por cada período de control de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente.

**7.3.5 Control.-** La Autoridad dispone una evaluación semestral en relación con la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales, en una muestra propuesta por el Suministrador sobre el universo de sus Clientes. La muestra debe ser aprobada y/o modificada por la Autoridad dentro de los siete (7) días calendario de presentada; en caso contrario, se tendrá por aprobada. La muestra debe comprender por lo menos lo siguiente:

Tabla N° 7

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Suministros por Muestra Mensual
Con más de 500,000 Clientes	150
Con 100,001 a 500,000 Clientes	80
Con 10,001 a 100,000 Clientes	36
Con 10,000 clientes o menos	12

La Autoridad puede variar el número de suministros por muestra si lo considera pertinente.

**7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

**7.4.1** Proporcionar los medios adecuados de contacto para recibir infaliblemente y en la oportunidad debida, toda solicitud o reclamación de sus Clientes.

**7.4.2** Recibir toda solicitud o reclamación de los Clientes, por cualquier deficiencia en la prestación del servicio

y en cualquiera de sus aspectos. Al recibirlos, éste debe emitir un comprobante de recepción de la solicitud o reclamación efectuadas. En el comprobante debe constar un código correlativo que permita su identificación, la fecha de recepción, el motivo del mismo, el nombre del Cliente, el número de suministro y una fecha estimada de solución o respuesta. El procedimiento rige también para todas las reclamaciones efectuadas por teléfono, en cuyo caso el Suministrador debe hacer conocer, al Cliente, el código correlativo de registro de la reclamación al instante de su recepción.

**7.4.3** Diseñar e implementar los procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, para su evaluación y para la transferencia de información requerida a la Autoridad.

**7.4.4** Entregar a la Autoridad, una semana antes de la finalización de cada mes, el programa de medidas de inspección de la energía facturada del mes siguiente.

**7.4.5** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro, correspondientes a por lo menos los diez (10) últimos años.

**7.4.6** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

- Copias de los registros del semestre anterior en medio magnético;
- La información requerida por la Autoridad para la evaluación de la calidad del Servicio Comercial.

**7.4.7** Entregar a la Autoridad, la información relacionada con la Calidad de Servicio Comercial que ésta requiera.

**7.4.8** Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad.

**7.4.9** Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

**7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD**

**7.5.1** Modificar el programa de inspección de mediciones y cambiar o adicionar puntos de medición, en los casos que considere conveniente, entregándolos al Suministrador para ser considerados en el programa de medidas de inspección del mes siguiente.

**7.5.2** Llevar a cabo mediciones o actividades de verificación, en los lugares y casos que considere conveniente.

**7.5.3** Presenciar la instalación y/o retiro de equipos.

**7.5.4** Recabar in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador.

**7.5.5** Verificar los resultados obtenidos.

**7.5.6** Solicitar, en cualquier momento, información adicional relacionada con la calidad de Servicio Comercial y esta Norma.

**TITULO OCTAVO**

**8. CALIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO**

**8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO**

**8.1.1 Indicador de Calidad.**- El indicador principal para evaluar la Calidad del Alumbrado Público es la longitud de aquellos tramos de las vías públicas que no cumplen con los niveles de luminancia, iluminancia o deslumbramiento especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996, para la calzada o acera, de acuerdo al tipo de alumbrado especificado para cada vía en esa misma norma. Este indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente l(%) está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el Suministrador, y está definido como:

$l(%) = (l/L) \cdot 100\%$ ; (expresada en: %).....(Fórmula N° 17)

Donde:

- l : Es la sumatoria de la longitud real de todos los tramos de vías públicas con Alumbrado Deficiente.

En la evaluación de este parámetro se deberán tomar en cuenta los correspondientes tipos de revestimiento de calzadas y factores de uniformidad.

**8.1.2 Tolerancias.**-Las tolerancias admitidas para la Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente l(%) es del cinco por ciento (5%).

**8.1.3 Compensaciones.**- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos servicios de Alumbrado Público en los que se haya comprobado que la calidad no satisface los estándares fijados en el numeral 8.1.2 de la Norma.

**8.1.4** Las compensaciones se calculan en función de la energía facturada al Cliente por concepto de Alumbrado Público durante el período de control, a través de las fórmulas que aparecen a continuación.

**Compensaciones Por Alumbrado Público Deficiente = g • G • EAP.....(Fórmula N° 18)**

Donde:

**g.-** Es la compensación unitaria por Alumbrado Público deficiente:

- Primera Etapa : g=0.00
- Segunda Etapa : g=0.01 US\$/kWh
- Tercera Etapa : g=0.05 US\$/kWh

**G.-** Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador l(%), de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 8

Indicador l(%)	G
$5.0 <  \Delta V_p(\%)  \leq 7.5$	1
$7.5 <  \Delta V_p(\%)  \leq 10.0$	2
$10.0 <  \Delta V_p(\%)  \leq 12.5$	3
$12.5 <  \Delta V_p(\%)  \leq 15.0$	4
$15.0 <  \Delta V_p(\%)  \leq 20.0$	8
$20.0 <  \Delta V_p(\%)  \leq 25.0$	16
$ \Delta V_p(\%)  > 25.0$	48

**EAP.-** Es la Energía, o el equivalente en energía expresado en kWh, que el Cliente paga por concepto de Alumbrado Público, durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.

**8.1.5 Control.**- El control se lleva a cabo una vez por semestre en todas las vías que cuentan con servicio de Alumbrado Público. Las mediciones se realizan durante las horas del día que, de acuerdo a la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996, el Alumbrado Público debe estar operando.

**8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

**8.2.1** Adquirir todos los equipos de medición y registro necesarios, y realizar los trabajos de instalación y/o montaje que se requieran, de conformidad con el inciso a) del numeral 3.1 de la Norma.

**8.2.2** Diseñar e implementar los procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, la evaluación de indicadores y compensaciones, y la transferencia de información requerida a la Autoridad.

**8.2.3** Entregar a la Autoridad, una semana antes de la finalización del semestre, el programa propuesto de medición del semestre siguiente.

**8.2.4** Tomar las mediciones de los parámetros de la calidad del Alumbrado Público en todas las vías que cuentan con este servicio, dentro de los plazos establecidos.

**8.2.5** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para cada sección de todas las vías que cuentan con servicio de Alumbrado Público, correspondientes a por lo menos los cinco (5) últimos años.

**8.2.6** Implementar y mantener actualizadas las bases de datos con toda la información que se obtenga de las mediciones descritas, incluyendo una que permita identificar a todos los Clientes que pagan por servicio de Alumbrado Público en cada Vía.

**8.2.7** Efectuar los cálculos de los indicadores de calidad y, de ser el caso, de las compensaciones respectivas.

**8.2.8** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario del semestre, entregar a la Autoridad, lo siguiente:

- Copias de los registros de medición del semestre en medio magnético;
- Modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.
- El cálculo de los indicadores de calidad;
- El cálculo de las compensaciones a sus Clientes;
- Un resumen de las compensaciones pagadas a sus Clientes;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

**8.2.9** Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente calidad del Alumbrado Público, en la facturación del mes siguiente al semestre de ocurrencia o verificación de las deficiencias. Estas compensaciones deben efectuarse sin necesidad de previa solicitud de los Clientes; y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar.

**8.2.10** Entregar a la Autoridad, la información adicional relacionada con la Calidad del Alumbrado Público que ésta requiera.

**8.2.11** Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad del Alumbrado Público.

**8.2.12** Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año

### 8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

**8.3.1** Modificar, en cualquier momento, la programación y/o secuencia de mediciones, debiendo el Suministrador iniciar las mediciones respectivas dentro de las setenta y dos (72) horas de recibida la notificación.

**8.3.2** Solicitar, en cualquier momento, mediciones de la Calidad del Alumbrado Público.

**8.3.3** Presenciar la instalación, retiro y/o reinstalación de equipos de medición y registro.

**8.3.4** Recabar, in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador.

**8.3.5** Verificar los registros de las mediciones.

**8.3.6** Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

**8.3.7** Verificar el cálculo de las compensaciones.

**8.3.8** Solicitar, en cualquier momento, información relacionada con la calidad del Alumbrado Público y esta Norma.

### DISPOSICIONES FINALES

**Primera.-** Las compensaciones derivadas de deficiencias en las redes de transmisión, no podrán exceder del diez por ciento (10%) de las ventas semestrales de la respectiva empresa transmisora. En caso que las compensaciones derivadas de las deficiencias en las redes de transmisión excedan el referido límite, éstas se reducirán proporcionalmente.

**Segunda.-** En las mediciones relacionadas con la Calidad de Producto que deben llevarse a cabo para verificar o desestimar quejas de Clientes o para comprobar que se haya subsanado una falta detectada en anteriores mediciones, éstas se considerarán como mediciones adicionales a los programas regulares de medición, debiendo efectuarse sin modificar a estos últimos y sin

contabilizarlas como puntos de medición de dichos programas. Los periodos de medición derivados de quejas de Clientes relacionados con la Calidad de Producto, tendrán una duración de tres (3) días.

**Tercera.-** Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad de la energía suministrada en un periodo, ha sido producto de un caso de fuerza mayor, éste debe informar a la Autoridad dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de ocurrido el hecho. Dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, el Suministrador acreditará ante la Autoridad, la documentación probatoria para su calificación respectiva.

**Cuarta.-** Los nuevos instrumentos que adquieran las empresas de distribución, para la medición de la energía a facturar, después de la publicación de la presente Norma, serán de precisión igual o mejor que las clases definidas en las Normas IEC para los distintos tipos de suministro.

**Quinta.-** Sin perjuicio de las sanciones a que hubiere lugar, en casos de solicitud de cambio de opción tarifaria no atendidos dentro del plazo fijado en la presente norma, en los que existen dificultades por falta de mediciones no imputables al Cliente, el Suministrador debe facturar en función a la opción solicitada desde que estaba obligado a valorizar los consumos con la nueva opción, tomando en cuenta los datos que se tienen registrados con la opción tarifaria antigua y un promedio de los dos primeros meses, medidos con la nueva opción tarifaria de aquellos datos de los que se carece. Los reintegros o recuperos resultantes se rigen por lo dispuesto en el Artículo N° 92 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

**Sexta.-** Cada Empresa de Distribución fija los límites máximos de emisión de perturbaciones que un Cliente pueda generar e inyectar en la red, en función al número y características de los Clientes conectados a un mismo punto de acoplamiento común y a las tolerancias establecidas en la Norma, tolerancias que deben ser respetadas en tales puntos. Estos niveles serán compatibles con valores reconocidos internacionalmente y aprobados por la Autoridad.

**Sétima.-** En aquellos casos en los que no se tenga mediciones de la Energía E(x) entregada en condiciones de mala calidad, a un Cliente en baja tensión, durante un intervalo de medición  $\Delta t$ ; ésta se evalúa del siguiente modo:

$$E(x) = \text{ERM}/(\text{NHM} \cdot \sum d_i) \cdot \Delta t; \text{ (expresada en: } \text{kWh).....(Fórmula N° 19)}$$

Donde:

**ERM** : Es la Energía Registrada en el Mes en consideración.

**NHM** : Es el Número de Horas del Mes en consideración.

$\sum d_i$  : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el mes en consideración.

$\Delta t$  : Es la duración del intervalo de medición x.

**Octava.-** En un plazo de ciento veinte (120) días calendario contados desde la emisión de la Norma, la Autoridad emitirá las bases metodológicas para el control de la Calidad de Producto, Suministro, Servicio Comercial y Alumbrado Público.

**Novena.-** El pago de compensaciones y/o multas no exime al Suministrador de su responsabilidad por daños y perjuicios por la mala calidad de los servicios eléctricos.

**Décima.-** La Dirección General de Electricidad califica los servicios Urbano-Rurales y Rurales que se toman en cuenta en la Norma para el control de la Calidad de Producto y Suministro.

**Décimo Primera.-** Las disposiciones referentes a compensaciones por racionamiento e interrupciones, así como la Escala de Multas y Penalidades aprobada por Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME o la que la sustituya, permanecen vigentes y en consecuencia son aplicables durante las tres Etapas a que se refiere el título Segundo de la Norma.

**Décimo Segunda.-** El Ministerio de Energía y Minas, previo estudio especializado, podrá variar, mediante Resolución Ministerial, las tolerancias, el número de puntos de medición y las compensaciones unitarias establecidas en la presente norma.

**ENERGIA Y MINAS**

**FE DE ERRATAS**

**DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM**

Fe de Erratas del Decreto Supremo N° 020-97-EM, publicado en nuestra edición del día sábado 11 de octubre de 1997, en la página 153351.

(Luego del primer párrafo del numeral 5.2.2)

**DICE:**

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

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

**DEBE DECIR:**

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

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

(Tabla N° 8 contenida en el numeral 8.1.4)

**DICE:**

**DEBE DECIR:**

**Tabla N° 8**

**Tabla N° 8**

Indicador I(%)	G
5.0 <  ΔV <sub>p</sub> (%)  ≤ 7.5	1
7.5 <  ΔV <sub>p</sub> (%)  ≤ 10.0	2
10.0 <  ΔV <sub>p</sub> (%)  ≤ 12.5	3
12.5 <  ΔV <sub>p</sub> (%)  ≤ 15.0	4
15.0 <  ΔV <sub>p</sub> (%)  ≤ 20.0	8
20.0 <  ΔV <sub>p</sub> (%)  ≤ 25.0	16
ΔV <sub>p</sub> (%)  > 25.0	48

Indicador I(%)	G
5.0 <  I (%)  ≤ 7.5	1
7.5 <  I (%)  ≤ 10.0	2
10.0 <  I (%)  ≤ 12.5	3
12.5 <  I (%)  ≤ 15.0	4
15.0 <  I (%)  ≤ 20.0	8
20.0 <  I (%)  ≤ 25.0	16
I (%)  > 25.0	48

11657

**JUSTICIA**

**Declaran inadmisibles e infundadas impugnaciones interpuestas contra resolución que sancionó con destitución y suspensión a funcionarios del INPE**

**RESOLUCION MINISTERIAL  
N° 212-97-JUS**

Lima, 13 de octubre de 1997

Vistos los recursos de apelación interpuestos por Walter Adriano Ventocilla, Segundo Araujo Camacho, Walter Gastulo Oliden, Pedro Arboleda Rioja y Rosa Aljobin de Bravo, contra la Resolución de la Presidencia del Consejo Nacional Penitenciario N° 354-97/INPE-CNP-P, de fecha 20 de junio de 1997;

**CONSIDERANDO:**

Que mediante Resolución de la Presidencia del Consejo Nacional Penitenciario N° 354-97/INPE-CNP-P, de fecha 20 de junio de 1997 y publicada el 28 del mismo mes y año, se impuso sanción disciplinaria de destitución, entre otros, a Walter Adriano Ventocilla, Segundo Araujo Camacho, Walter Gastulo Oliden y Pedro Arboleda Rioja; así como suspensión por 30 días sin goce de remuneraciones a Rosa Aljobin de Bravo y otro;

Que los recurrentes interponen recursos de apelación contra la Resolución de la Presidencia del Consejo Nacional Penitenciario N° 354-97/INPE-CNP-P, los mismos que guardan conexión entre sí, por lo que procede su acumulación conforme lo señala el Artículo 67° del Texto Unico Ordenado de la Ley de Normas Generales de Procedimientos Administrativos, aprobado por Decreto Supremo N° 02-94-JUS;

Que Walter Gastulo Oliden, ex Jefe de Abastecimiento y Pedro Arboleda Rioja, ex Jefe de Transportes y Servicios Auxiliares, apelaron el 21 de julio de 1997 cuando la Resolución recurrida se encontraba consentida al no haber sido impugnada dentro del plazo legal previsto en el Artículo 99° del referido Texto Unico Ordenado, resultando inadmisibles por extemporáneos;

Que Walter Adriano Ventocilla, ex Director de Administración, no enerva su responsabilidad administrativa, siendo ésta independiente de la responsabilidad penal, de conformidad con el Artículo 25° del Decreto Legislativo N° 276, Ley de Bases de la Carrera Administrativa y Remuneraciones del Sector Público;

Que Segundo Araujo Camacho, ex Director de Administración, no desvirtúa los cargos y responsabilidades señalados tanto en la Resolución de la Presidencia del Comité Evaluador N° 029-96-INPE/CR/CE-P, a través de la cual se le instauró proceso administrativo disciplinario como en la Resolución de la Presidencia del Consejo Nacional Penitenciario N° 354-97/INPE-CNP-P, mediante la cual se le impuso sanción de destitución, asimismo no obstante la distinta forma de expresión, ambas Resoluciones se refieren sustancialmente a los mismos cargos de negligencia al no observar la sobrevalorización en la adquisición de materiales eléctricos, y no exigir el cumplimiento de la obra al contratista Marco Ohama Paredes;

Que para Segundo Araujo Camacho, no ha operado el plazo de prescripción de la acción porque el Presidente del

## SE RESUELVE:

**Artículo Único.-** Publíquese los precios FOB de referencia para la aplicación del derecho específico variable a que se refiere el Decreto Supremo N° 133-94-EF:

**PRECIOS FOB DE REFERENCIA  
(DECRETO SUPREMO N° 133-94-EF)  
US\$ por T.M.**

Fecha	Maíz BDTE	Arroz BDTK	Azúcar SULX
Del 29/3 al 4/4	102	232	214

**PRECIOS FOB DE REFERENCIA DE PRODUCTOS  
LACTEOS  
(DECRETO SUPREMO N° 133-94-EF)  
(PROMEDIO QUINCENAL)  
US\$ por T.M.**

Fecha	Leche Entera en Polvo 1/
Del 22/3 al 4/4	1,500

1/ Cotización superior obtenida del reporte 13 del Dairy Market News del 2-4-99.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

VICTOR JOY WAY ROJAS  
Ministro de Economía y Finanzas

4765

**Establecen nuevo plazo de vencimiento de letras de cambio que los contribuyentes afectos al ISC hubieran aceptado antes de la entrada en vigencia del D.S. N° 045-99-EF**

**RESOLUCION MINISTERIAL  
N° 078-99-EF/15**

Lima, 9 de abril de 1999

**CONSIDERANDO:**

Que, mediante la Resolución Ministerial N° 0744-78-EF/11, entre otras normas, se estableció el sistema de pago de los signos de control visible aplicable a los bienes afectos al Impuesto Selectivo al Consumo;

Que, mediante Decreto Supremo N° 045-99-EF, se ha dejado sin efecto la aplicación de los signos de control visible;

Que, es conveniente establecer un nuevo plazo de vencimiento de las letras de cambio que los contribuyentes afectos al Impuesto Selectivo al Consumo hubieran aceptado antes de la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 045-99-EF, por la adquisición de los indicados signos de control visible;

**SE RESUELVE:**

**Artículo Único.-** Los contribuyentes afectos al Impuesto Selectivo al Consumo que en concordancia con lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 0744-78-EF/11, hubieran aceptado letras de cambio antes de la vigencia del Decreto Supremo N° 045-99-EF, podrán utilizarlas de acuerdo al procedimiento anterior y deberán cancelárselas a su vencimiento.

Los contribuyentes que requieran renovar sus letras de cambio podrán hacerlo por una sola vez hasta por noventa (90) días, previa solicitud a la Dirección General del Tesoro Público presentada con una anticipación no menor de 10 días al vencimiento de la obligación. El

importe de la renovación estará afecto a la Tasa de Interés Pasiva en Moneda Nacional (TIPMN).

Regístrese y publíquese.

VICTOR JOY WAY ROJAS  
Ministro de Economía y Finanzas

4766

**ENERGIA Y MINAS**

**Disponen suspender aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en diversos sistemas y modifican el D.S. N° 020-97-EM**

**DECRETO SUPREMO  
N° 009-99-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

**CONSIDERANDO:**

Que, 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, a fin de garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno;

Que, se ha visto por conveniente suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en los Sistemas Aislados Menores; en los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y, en los sistemas calificados como Sector de Distribución Típico 2, cuya máxima demanda no exceda de los 1 000 kW;

Que, se ha visto por conveniente reajustar algunas tolerancias de los indicadores considerados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos;

De conformidad con lo dispuesto por el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

**DECRETA:**

**Artículo 1°.-** Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:

- Los Sistemas Aislados Menores;
- Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,
- Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 1 000 kW.

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW.

**Artículo 2°.-** Disponer que el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Ministerial, pueda restituir la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en cualquiera de los sistemas a que se hace referencia en el artículo anterior, que considere conveniente. Los concesionarios involucrados serán notificados con un (1) año de anticipación.

**Artículo 3°.-** Modificar los numerales 3.3, 4.2, 5.1.2, 5.1.6, 5.2.2, 5.2.3, 5.2.5, 5.2.7, 5.3.3, 5.3.9, 6.1.10, 6.1.11, 8.1.1, 8.1.2, 8.1.4, 8.1.5 y 8.2.4, así como la Primera Disposición Final del Decreto Supremo N° 020-97-EM, los cuales quedarán redactados en los términos siguientes:

**3.3** Los suministradores que por mandato de los Artículos 33° y 34° de la ley están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, son responsables ante sus clientes, con respecto a este servicio, por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones, imputables a ellos. Dichos suministradores son responsables

ante aquellos clientes por las compensaciones que estos últimos efectúan a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la norma.

**4.3** Proponer ante los organismos normativos competentes, normas complementarias o modificatorias a la presente norma y expedir sus Bases Metodológicas.

**5.1.3 Tolerancias.**

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.

**5.1.6** 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.

**5.2.2**

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24h} [f(t) - f_n] dt; \text{ (expresado en Ciclos)} \text{ (Fórmula N° 5)}$$

Donde:

$\Gamma$  : 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.**

- Variaciones Diarias (IVDF) :  $\pm 600.0$  Ciclos.

**5.2.5 Compensaciones por mala calidad de frecuencia.**

Tabla N° 4

$M_{var}$ (ciclos)	$B_i$
$600 < M_{var} \leq 900$	1
$900 < M_{var} \leq 1200$	10
$1200 < M_{var}$	100

**5.2.7 Control.** Los COES, y los encargados de la operación en tiempo real para el caso de sistemas aislados, son los responsables de realizar las mediciones necesarias que garantizan el registro de la frecuencia para el sistema y/o partes de él, durante todo el período de medición; y de entregar esta información a la autoridad y a los integrantes del sistema que la requieran. El Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

**5.3.3 Tolerancias.**

Tabla N° 5

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA o THD	TOLERANCIA $ W $ o $ THD $ (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Alta y Muy Alta Tensión	Baja y Muy Baja Tensión
(Armónicas impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	8.0
7	2.0	8.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0

17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
Mayores de 25	0.1 + 2.5h	0.2 + 12.5h
(Armónicas impares múltiplos de 3)		
3	1.5	6.0
6	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
(Pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores de 12	0.2	0.2
THD	3	6

**5.3.9** Adicionalmente, con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker y tensiones armónicas especificados en el último párrafo del numeral 5.3.7, se efectúan mediciones de monitoreo de flicker y distorsiones armónicas (THD), considerando armónicas de por lo menos hasta del orden 15, de manera simultánea con las mediciones de voltaje en puntos de entrega en baja tensión; por lo que, los medidores de voltaje para baja tensión deben estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

**6.1.10** La determinación del Número de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por cliente se lleva a cabo:

- a) Para todos los puntos de suministro a clientes en muy alta y alta tensión;
- b) Para todos los puntos de suministro a clientes en media tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados;
- c) Para todos los puntos de suministro a clientes en baja tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados. En este caso, el control se lleva a cabo por fase.

Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hacen referencia en el punto a) se implementan durante la Etapa 1.

Donde no existan, o en tanto no se hayan instalado, equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo: i) A través del registro de llamadas telefónicas de clientes afectados; ii) A través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto, y/o iii) A través del análisis de cualquier o cualesquiera otro(s) registro(s) del cliente o suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

Los suministradores y clientes proveen a la autoridad, a solicitud de ésta, la información sustentatoria para cada caso.

**6.1.11** Las interrupciones que ocurren en un ramal o sección de línea en media o baja tensión son registradas del siguiente modo:

- a) Si la interrupción fue producida por el suministrador, se registra la hora de inicio de las maniobras de desconexión;
- b) Si la interrupción fue imprevista, se adopta como hora de inicio: i) El momento en que se produjo la primera llamada telefónica de un cliente perjudicado con la interrupción; ii) El momento en que el suministrador toma conocimiento del hecho; o iii) El momento en que realmente se produjo, si queda manifiestamente probado. De las tres alternativas, la que determine el inicio de la interrupción primero en el tiempo.

En todos los casos, se considera como hora final de la interrupción, aquella en la que se restableció el suministro de manera estable.

El suministrador está obligado a identificar y a compensar a todos los clientes perjudicados con la interrupción.

**8.1.1 Indicador de Calidad.** El indicador principal para evaluar la Calidad del Alumbrado Público es la longitud de aquellos tramos de las vías públicas que no

cumplen con los niveles de iluminación especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 o la que la sustituya. Este indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, 1(%), está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el suministrador, y está definido como:

**8.1.2 Tolerancias.**- Las tolerancias admitidas para la Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, 1(%), es del diez por ciento (10%).

#### 8.1.4

Tabla N° 8

Indicador 1 (%)	G
$10.0 <  1(\%)  \leq 12.5$	1
$12.5 <  1(\%)  \leq 15.0$	2
$15.0 <  1(\%)  \leq 17.5$	3
$17.5 <  1(\%)  \leq 20.0$	4
$20.0 <  1(\%)  \leq 25.0$	8
$ 1(\%)  > 25.0$	16

**EAP.**- Es la energía, o el equivalente en energía expresado en kWh, que el cliente paga por concepto de Alumbrado Público, en promedio, en un mes del semestre en el que se verifican las deficiencias.

**8.1.5 Control.**- El control se lleva a cabo una vez por semestre. Las mediciones se realizan por muestreo, hasta en un máximo del uno por ciento (1%) de la longitud de las vías que cuentan con este servicio en la concesión de distribución, de acuerdo a la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 o la que la sustituya.

**8.2.4 Tomar las mediciones de los parámetros de la calidad del Alumbrado Público dentro de los plazos establecidos.**

**Primera.**- Las compensaciones derivadas de deficiencias en las redes de transmisión, no podrán exceder del diez por ciento (10%) de las ventas semestrales de la respectiva empresa transmisora. En caso de excederse dicho límite, las compensaciones que, exclusivamente, por esas deficiencias se originen en el resto de la cadena de suministradores y clientes, se reducen y pagan de la siguiente manera:

- Se calculan las compensaciones que un suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, incluyendo las originadas en el sistema de transmisión;
- Se calculan las compensaciones que el mismo suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, excluyendo las originadas en el sistema de transmisión;
- El suministrador debe pagar como compensación, lo siguiente: i) El monto calculado en el punto b); y, ii) La diferencia resultante de los montos calculados en los puntos a) y b), hasta el límite de las compensaciones recibidas por su o sus suministradores, producto de las deficiencias originadas en el sistema de transmisión.

**Artículo 4°.**- Incrementar en treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N°) y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D°) establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2. Tales incrementos se redondean al entero superior.

**Artículo 5°.**- 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  $M_{VDF}$  con-

tenidos 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.

**Artículo 6°.**- Suspender la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, durante la Segunda Etapa.

**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 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.

**Artículo 8°.**- Incluir en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos la siguiente Disposición Final:

**Décimo Tercera.**- Las interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección por mínima frecuencia, cuyo ajuste ha sido establecido por el coordinador de la operación en tiempo real del sistema, son atribuibles a la generación".

**Artículo 9°.**- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) deberá adecuar las Bases Metodológicas para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos al presente Decreto Supremo, en un plazo máximo de 30 días contados a partir de la fecha de vigencia de éste.

**Artículo 10°.**- Iniciar las mediciones a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos a partir del 12 de octubre de 1999.

**Artículo 11°.**- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diez días del mes de abril de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI  
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI  
Ministro de Energía y Minas

4767

## Aprueban regularización de ampliación de zonas de concesión para desarrollar actividades de distribución de energía eléctrica solicitada por empresa

RESOLUCION SUPREMA  
N° 045-99-EM

Lima, 10 de abril de 1999

Visto el Expediente N° 16008293, que incluye los documentos con Registros N°s 1091324, 1098721, 1109833, 1206409 y 1212439, sobre regularización de ampliación de concesión definitiva de distribución de energía eléctrica, organizado por la concesionaria SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A. - SEAL, persona jurídica inscrita en el folio 97, tomo 1 del Registro de Sociedades bajo el N° XIX de fecha 5 de mayo de 1905, Registro Mercantil de Arequipa;

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Suprema N° 045-94-EM de fecha 5 de agosto de 1994, se otorgó a favor de SOCIEDAD



De conformidad con lo dispuesto por el Artículo 32° de la Ley N° 27209 - Ley de Gestión Presupuestaria del Estado y el Artículo 19° de la Directiva N° 001-2000-EF/76.01 aprobada por la Resolución Directoral N° 045-99-EF/76.01:

SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Aprobar el Calendario de Compromisos del mes de agosto del año fiscal 2000, en los montos que se detallan en el Anexo de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** Los montos aprobados en el Anexo que se señala en el artículo precedente, se desagregan a nivel de Pliego, Unidad Ejecutora, Función, Programa, Grupo Genérico de Gastos y Fuentes de Financiamiento de acuerdo a los reportes que forman parte del Calendario de Compromisos del mes de agosto del año fiscal 2000.

Regístrese y comuníquese.

REYNALDO BRINGAS DELGADO  
Director General  
Dirección Nacional del Presupuesto Público

**ANEXO DE LA RESOLUCION DIRECTORAL  
N° 028-2000-EF/76.01**

**CALENDARIO DE COMPROMISOS  
AGOSTO DE 2000**

SECCIONES	EN NUEVOS SOLES
<b>PRIMERA: GOBIERNO CENTRAL</b>	<b>1140 268 519</b>
RECURSOS ORDINARIOS	1022 366 110
RECURSOS DIRECTAMENTE RECAUDADOS	110 354 045
RECURSOS POR OPERAC. OFICIALES DE CREDITO INTERNO	30 050
DONACIONES Y TRANSFERENCIAS	7 518 314
<b>SEGUNDA: INSTANCIAS DESCENTRALIZADAS</b>	<b>909 338 805</b>
RECURSOS ORDINARIOS	680 155 212
CANON Y SOBRECANON	11 150 624
PARTICIPACION EN RENTAS DE ADUANAS	6 173 945
CONTRIBUCIONES A FONDOS	92 303 320
RECURSOS DIRECTAMENTE RECAUDADOS	111 037 518
RECURSOS POR OPERAC. OFICIALES DE CREDITO EXTERNO	499 930
DONACIONES Y TRANSFERENCIAS	8 018 256
<b>TOTAL GENERAL:</b>	<b>2049 607 324</b>
<b>8509</b>	

## EDUCACION

### Autorizan viaje de funcionario del IPD a Brasil para participar en asamblea de la CONSUDE y en el Congreso Internacional de Antidoping

RESOLUCION SUPREMA  
N° 094-2000-ED

Lima, 26 de julio del 2000

CONSIDERANDO:

Que, el Presidente de la Confederación Sudamericana de Deporte - CONSUDE ha convocado a una Asamblea Extraordinaria para el día 26 de julio de 2000, así como al Congreso Internacional de Antidoping, a realizarse del 27 al 29 de julio del 2000;

Que, es necesaria la presencia de un funcionario del Instituto Peruano del Deporte - IPD, en las reuniones referidas en el considerando precedente;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560, el Decreto Ley N° 25762, modificado por

Ley N° 26510 y por los Decretos Supremos N°s. 053-84-PCM, modificado por el Decreto Supremo N° 074-85-PCM y N° 135-90-PCM; y,

Estando a lo acordado;

SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Autorizar el viaje en comisión de servicio del señor Alberto Guillermo Lapenta Helfer, funcionario del Instituto Peruano del Deporte - IPD, a la ciudad de Sao Pablo - Brasil, del 26 al 29 de julio de 2000, para los fines a los que se contrae la parte considerativa de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** Los gastos que irrogue el cumplimiento de la presente Resolución, se afectarán con cargo al presupuesto del Instituto Peruano del Deporte, de acuerdo al siguiente detalle: Pasajes US\$ 612.42; Viáticos US\$ 600.00 y Tarifa CORPAC US\$ 25.00.

**Artículo 3°.-** La presente Resolución no da derecho a exoneración o liberación de impuestos aduaneros de ninguna clase o denominación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

Rúbrica del Ing. Alberto Fujimori  
Presidente Constitucional de la República

FELIPE GARCIA ESCUDERO  
Ministro de Educación

8552

## ENERGIA Y MINAS

### Modifican diversas disposiciones referidas a la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE

DECRETO SUPREMO  
N° 013-2000-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, 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- con el fin de garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno; la misma que fuera modificada por el Decreto Supremo N° 009-99-EM de fecha 10 de abril de 1999;

Que, como consecuencia de la interconexión del Sistema Interconectado Sur con el Sistema Interconectado Centro Norte, producto de la puesta en operación comercial de la Línea de Transmisión Mantaro - Socabaya, es necesario i) ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la NTCSE, y ii) aplicar de forma gradual el monto de las compensaciones de la Tercera Etapa de la NTCSE, con el fin de evitar que el proceso de adecuación de ambos Sistemas vulnere a las empresas que desarrollan las actividades de generación, transmisión y/o distribución, de modo tal que se permita a estas ajustar sus instalaciones a las exigencias de la NTCSE sin que se vean afectadas por probables eventos que dicha interconexión podría acarrear;

Que, los equipos de medición y registro utilizados para el control de la calidad de los servicios eléctricos, de acuerdo a la NTCSE, deben contar con la certificación de organismos y/o entidades competentes, y sus especificaciones técnicas deben ser aprobadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía -OSINERG- con anterioridad a su uso;

Que, los coordinadores de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados se encuentran en mejores condiciones que los Comités de Operación Económica

de los Sistemas -COES- para realizar las mediciones y el registro de la frecuencia, por estar a cargo de la operación de dichos sistemas;

Que, es necesario diferenciar las interrupciones i) por salidas forzadas, ii) por mantenimiento programado, y iii) por expansión y/o reforzamiento programados de las instalaciones eléctricas, por lo que la NTCSE debe incluir un tercer factor de ponderación ( $K_i$ ) que se aplique exclusivamente en casos sustentados de expansión y/o reforzamiento programados;

Que, el pago de las compensaciones por mala calidad de tensión y por mala calidad de frecuencia deben efectuarse mensualmente de acuerdo a la NTCSE; sin embargo, durante la Segunda Etapa de aplicación de esta norma, se hace más conveniente calcularlas mensualmente y efectuarlas a través de liquidaciones semestrales para facilitar la gestión de las empresas del sector;

Que, el Decreto Supremo N° 009-99-EM que modifica la NTCSE, establece tolerancias escalonadas para el indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en función del tamaño del sistema. Sin embargo, este escalonamiento no incluye a los sistemas que podrían formarse temporalmente por el desmembramiento de un sistema interconectado; por lo que se hace necesario incluirlos;

Que, las mediciones de tensión, armónicas, flicker y precisión de la medida de la energía, a que hace referencia la NTCSE, deben reflejar las condiciones y la situación que tenían las instalaciones durante las veinticuatro (24) horas inmediatas anteriores al momento de selección de los puntos y lugares de medición; por lo que durante el tiempo que transcurre entre la selección de un punto o lugar de medición y el final del periodo de medición correspondiente, los Suministradores no podrán llevar a cabo labores de expansión, reforzamiento y manipulación temporal y/o permanente de sus instalaciones;

De conformidad con lo dispuesto por el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

#### DECRETA:

**Artículo 1°.-** Ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la NTCSE hasta el 31 de diciembre del 2000.

**Artículo 2°.-** Modificar los numerales 5.1.4, 5.2.7, 5.3.3, 5.3.7, 5.5.1, 6.1.3, 7.3.2, 7.3.5, 7.5.1, 8.2.3 y 8.3.1 del Decreto Supremo N° 020-97-EM, los que quedarán redactados en los términos siguientes:

**"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:

...

**"5.2.7 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad.

Durante todo el periodo de medición, el coordinador de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas interconectados, y el encargado de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas aislados, están obligados a realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia de todo el sistema y/o de aquellas de sus partes que podrían operar temporalmente de manera separada, y de entregar esta información a la Autoridad y a los integrantes del sistema. El Periodo de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Periodo de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia."

#### "5.3.3 Tolerancias:

**a) Flicker.-** El Índice de Severidad por Flicker ( $P_{flicker}$ ) no debe superar la unidad ( $P_{flicker} \leq 1$ ) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión. ...

...

**"5.3.7 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros 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:

- En uno (1) por cada veinticuatro (24) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

- En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT que comprenda por lo menos lo siguiente:

..."

**"5.5.1 Modificar o sustituir, en cualquier momento, la programación y/o la muestra, debiendo el Suministrador iniciar las mediciones respectivas dentro de las setenta y dos (72) horas de recibida la notificación."**

**"6.1.3 Indicadores De La Calidad De Suministro.-** La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Periodos de Control de un semestre.

#### a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Periodo de Control de un semestre:

$N =$  Número de Interrupciones; (*expresada en: interrupciones / semestre*).

El número de interrupciones programadas\* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%). El Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre se redondea al entero inmediato superior.

#### b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Periodo de Control de un semestre:

$$D = \sum(K_i * d_i); \text{ (expresada en: horas) } \dots \dots \dots \text{ (Fórmula N° 13)}$$

Donde:

$d_i$ .- Es la duración individual de la interrupción  $i$ .

$K_i$ .- Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento:	$K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas* por mantenimiento:	$K_i = 0.50$
- Otras:	$K_i = 1.00$

\*El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de i) expansión o reforzamiento de redes o ii) mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad, y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos."

**"7.3.2 Indicador De Calidad.-** El indicador sobre el que se evalúa la calidad del Servicio Comercial, en este aspecto, es el porcentaje de suministros en los que se haya verificado errores de medida superiores a los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida de tales suministros, considerando una muestra semestral de inspección propuesta mensualmente por el Suministrador y aprobada por la Autoridad."

**"7.3.5 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debi-

damente certificados por la entidad competente y aprobados por la Autoridad.

La Autoridad dispone una evaluación semestral de la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales, en una muestra propuesta por el Suministrador sobre el universo de sus Clientes. La muestra debe ser aprobada por la Autoridad y debe comprender por lo menos lo siguiente:

...

"7.5.1 Modificar o sustituir, en cualquier momento, la programación y/o la muestra: demandar la realización de inspecciones adicionales en los casos que considere necesario; y variar el número de suministros por muestra si lo considera pertinente."

"8.2.3 Entregar a la Autoridad, una semana antes de la finalización de cada mes, el programa propuesto de medición del mes siguiente."

"8.3.1 Modificar o sustituir, en cualquier momento, la programación y/o la muestra, debiendo el Suministrador iniciar las mediciones respectivas dentro de las setenta y dos (72) horas de recibida la notificación."

**Artículo 3°.-** 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.

**Artículo 4°.-** Modificar el Artículo 5° del Decreto Supremo N° 009-99-EM, el que quedará redactado en los términos siguientes:

"**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 G 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."

**Artículo 5°.-** Incluir la siguiente Disposición Final en la NTCSE:

"**Décimo Cuarta.-** Durante el tiempo que transcurre entre la selección de un punto o lugar de medición y la finalización de la medición correspondiente, los Suministradores están obligados a suspender y a eximirse de realizar toda labor de expansión, reforzamiento y manipulación temporal y/o permanente de cualquier parte de sus instalaciones que de manera directa o indirecta pueda alterar las tensiones, el contenido de flicker y/o tensiones armónicas, la precisión de medida de la energía y el alumbrado público durante su medición. Tam-

co podrán coordinar con sus Clientes ni con Terceros la realización de cualquier acción que conduzca al mismo fin.

Las mediciones deben llevarse a cabo en las condiciones que tenían las instalaciones durante las veinticuatro (24) horas anteriores al momento de selección de los puntos o lugares de medición."

#### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Primera.-** 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.

#### DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

**Primera.-** Disponer que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía -OSINERG- adecue las Bases Metodológicas para la Aplicación de la NTCSE al presente Decreto Supremo, en un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de su publicación.

**Segunda.-** El presente Decreto Supremo será re-frendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, a los veintiséis días del mes de julio del año dos mil.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI  
Presidente Constitucional de la República

JORGE CHAMOT SARMIENTO  
Ministro de Energía y Minas

8548

## MITINCI

**Autorizan donación de mobiliarios excedentes del Ministerio a favor de comedor popular ubicado en el distrito de Comas, provincia de Lima**

**RESOLUCION SUPREMA  
N° 107-2000-ITINCI**

Lima, 26 de julio del 2000

Visto el Documento de fecha 22 de mayo del año 2000 presentado por el Comedor Popular Túpac Amaru, ubicado en el Jr. San Andrés N° 172, Urb. San Carlos, Comas, Km. 14 1/2, Lima, mediante el cual solicita bienes excedentes del Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales.

#### CONSIDERANDO:

Que, el Comedor Popular Túpac Amaru, ubicado en el Jr. San Andrés N° 172, Urb. San Carlos, Comas, Km. 14 1/2, Lima, requiere de bienes que permitirá brindar una buena atención a las personas más necesitadas;

Que, el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales cuenta con mobiliarios excedentes que permiten atender la referida solicitud; y,

De conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 804 y el Decreto Ley N° 25831 Ley Organica del

# NORMAS LEGALES

Director: Manuel Jesús Orbegozo

<http://www.editoraperu.com.pe>

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA VIOLENCIA FAMILIAR"

Lima, lunes 18 de setiembre de 2000

AÑO XVIII - N° 7392

Pág. 193059

## ECONOMIA Y FINANZAS

**Autorizan viaje de representante del Ministerio para asistir a la Reunión Anual conjunta del Banco Mundial y el FMI, a realizarse en la República Checa**

### RESOLUCION SUPREMA N° 271-2000-EF

Lima, 15 de setiembre del 2000

#### CONSIDERANDO:

Que, se requiere designar como representante del Ministerio de Economía y Finanzas, al señor EDGAR ZAMALLOA GALLEGOS, con la finalidad de que asista a la Reunión Anual conjunta del Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional a realizarse en la ciudad de Praga, República Checa, del 21 al 30 de setiembre del año 2000;

Que, en tal sentido es necesario autorizar el viaje en misión oficial, cuyos gastos por concepto de pasajes, viáticos y tarifa CORPAC, serán asumidos por la Unidad Ejecutora - Administración General del Pliego Ministerio de Economía y Finanzas correspondiente al presupuesto del ejercicio 2000;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560 - Ley del Poder Ejecutivo y Decretos Supremos N°s. 163-81-EF, 053-84-PCM, 074-85-PCM, 031-89-EF, 135-90-PCM y 037-91-PCM; y,

Estando a lo acordado;

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Designar al señor EDGAR ZAMALLOA GALLEGOS, en calidad de representante del Ministerio de Economía y Finanzas, así como autorizar su viaje a la ciudad de Praga, República Checa, del 21 al 30 de setiembre del año 2000, para los fines a que se refiere en la parte considerativa de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** Los gastos que irrogue el cumplimiento de la presente Resolución, serán con cargo al Presupuesto de la Unidad Ejecutora 001 MEF-Administración General del Pliego Ministerio de Economía y Finanzas, de acuerdo al siguiente detalle:

Viáticos del 21 al 30-9-2000	: US\$ 2 600,00
Pasajes	: US\$ 1 396,46
Tarifa CORPAC	: US\$ 25,00

**Artículo 3°.-** La presente Resolución no da derecho a exoneración de impuestos o de derechos aduaneros, de ninguna clase o denominación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

Rúbrica del Ing. Alberto Fujimori  
Presidente Constitucional de la República

CARLOS BOLAÑA BEHR  
Ministro de Economía y Finanzas

10723

## EDUCACION

**Designan Director Regional de Educación de Loreto**

### RESOLUCION SUPREMA N° 132-2000-ED

Lima, 15 de setiembre del 2000

#### CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Suprema N° 021-99-ED, de fecha 27 de febrero de 1999, se designó a don Cirilo TORRES PINCHI, como Director Regional de Educación de Loreto, cargo considerado de confianza;

Que, el mencionado funcionario ha presentado su renuncia al cargo, siendo necesario proceder a la designación correspondiente;

De conformidad con el Decreto Legislativo N° 560, el Decreto Ley N° 25515, el Decreto Ley N° 25762, modificado por Ley N° 26510; y,

Estando a lo acordado;

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** ACEPTAR a partir de la fecha de la presente Resolución, la renuncia presentada por don Cirilo TORRES PINCHI, como Director Regional de Educación de Loreto, cargo considerado de confianza, dándosele las gracias por los servicios prestados.

**Artículo 2°.-** DESIGNAR, a partir de la fecha de la presente Resolución, al Lic. Jaime FARTOLINO PIMENTA, como Director Regional de Educación de Loreto, cargo considerado de confianza.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

Rúbrica del Ing. Alberto Fujimori  
Presidente Constitucional de la República

FEDERICO SALAS GUEVARA S.  
Presidente del Consejo de Ministros y  
Ministro de Educación

10722

## ENERGIA Y MINAS

**Aprueban Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios y modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

### DECRETO SUPREMO N° 017-2000-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

**CONSIDERANDO:**

Que, mediante Ley N° 27239, se modificó el Artículo 8° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, estableciéndose conceptos que ameritan la expedición de un Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios y modificar el procedimiento de comparación previsto en el Artículo 129° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, es necesario modificar la calificación de los clientes no sujetos a regulación de precios, a efectos de aplicarla únicamente donde exista un Comité de Operación Económica del Sistema - COES, de tal forma de permitir la competencia por los contratos con clientes no sujetos a regulación de precios;

Que, es necesario adecuar las disposiciones del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, a las modificaciones a la Ley de Concesiones Eléctricas, dispuestas por la Ley N° 27239;

Que, de los Artículos 1° y 2° del Decreto Supremo N° 52-94-EM, se desprende que dicho Decreto, excluyó del Artículo 22° inciso i) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, la regulación de la acometida, equipo de medición y protección y su respectiva caja; y dado que no existen a la fecha condiciones idóneas de competencia para los rubros indicados y que éstos son inherentes a la prestación de un servicio público, resulta necesario derogar el Decreto Supremo y modificar el mencionado Artículo 22° inciso i);

Que, en el mes de setiembre del presente año, se producirá la interconexión física de los Sistemas Interconectados Centro Norte y Sur, conformando el Sistema Interconectado Nacional - SINAC, resultando necesario se efectúen coordinaciones anticipadas, a nivel técnico y administrativo, de los Centros de Coordinación de la Operación en Tiempo Real del centro-norte y sur;

Que, atendiendo al carácter técnico del Comité de Operación Económica del Sistema - COES y la nueva estructura del único COES que continuará operando luego de la interconexión, se requiere que su Directorio esté compuesto por un número razonable de representantes para la adopción de decisiones técnicamente eficientes y oportunas, siendo necesario establecer parámetros en su organización administrativa y niveles de decisión;

Que, la interconexión física de los Sistemas Interconectados Centro Norte y Sur, así como las modificaciones establecidas en el presente Decreto Supremo, ameritan ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

**DECRETA:**

**Artículo 1°.** - Apruébase el Reglamento para la «Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios» que consta de 10 Artículos, 2 Disposiciones Transitorias y una Disposición Final, el cual forma parte del presente Decreto Supremo.

**Artículo 2°.** - Modifíquese los Artículos 2°, 22° incisos a) e i), 62°, 65°, 81° inciso a), 85°, 91° inciso l), 129°, 139°, 140°, 149° y el Artículo 201° inciso e) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, de acuerdo a lo siguiente:

**“Artículo 2°.** - Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2° de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 kW. En los sistemas eléctricos donde no se reúnan los requisitos contemplados en el Artículo 80° del Reglamento para la existencia de un COES, todos los suministros estarán sujetos a la regulación de precios.

El límite de potencia resultante para cada zona de concesión, será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada zona de concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo, serán actualizados por el Ministerio por Resolución Ministerial.”

**“Artículo 22°.-...**

a) Fijar, revisar y modificar las tarifas y las compensaciones que deberán pagarse por el uso del sistema secundario de transmisión y distribución de energía eléctrica.

.....

i) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por el costo de acometida, equipo de medición y protección y su respectiva caja y el monto mensual que cubre su mantenimiento y permite su reposición en un plazo de 30 años.”

**“Artículo 62°.-** Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de transmisión por el uso de los sistemas de estos últimos, a que se refiere el Artículo 33° de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento de dirimencia establecido en el siguiente párrafo.

El interesado deberá presentar a OSINERG una solicitud de dirimencia, adjuntando el sustento técnico y legal de su requerimiento, la cual se pondrá en conocimiento de la otra parte por el término de cinco (5) días hábiles, para que presente el sustento técnico y legal de su posición. Una vez vencido este plazo, la solicitud será resuelta por OSINERG dentro de los treinta (30) días calendario de presentada la solicitud, con lo que queda agotada la vía administrativa.

OSINERG queda facultado a dictar directivas para solucionar y resolver las solicitudes de dirimencia a que se refiere el presente artículo.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84° de la Ley.”

**“Artículo 65°.-** Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de estos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 34° de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento establecido en el segundo párrafo del Artículo 62° del Reglamento.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84° de la Ley.”

**“Artículo 81°.-** Cada COES estará integrado obligatoriamente por:

a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida; y,”

**“Artículo 85°.-** El Directorio es el máximo órgano de decisión del COES y es responsable de velar por el cumplimiento de las disposiciones que le señalan la Ley, el Reglamento, Normas Técnicas, demás disposiciones complementarias y su Estatuto.

El Directorio será elegido por los representantes de cada integrante, por un período de dos años y estará conformado por siete miembros, cinco de los cuales serán designados por los integrantes de generación y dos por los integrantes de transmisión.

Para la elección de los Directores, cada generador tendrá derecho a cinco votos y cada transmisor a dos votos. La elección se practicará entre generadores para elegir a sus cinco representantes y entre transmisores para elegir a sus dos representantes. En ambos casos, cada votante puede acumular sus votos a favor de una sola persona o distribuirlos entre varias.

Serán proclamados Directores quienes obtengan el número de votos, siguiendo el orden de éstos. Si o más personas obtienen igual número de votos y pueden todas formar parte del Directorio por no itirlo el número de Directores establecido, se decide por sorteo cuál o cuáles de ellas deben ser los res.

Los Directores podrán ser reelegidos sólo para un do consecutivo. Sin perjuicio de lo anterior, el continuará en funciones, aunque hubiese conuido su periodo, mientras no se produzca una nueva elección.

Serán de aplicación a los miembros del Directorio los requisitos siguientes: i) ser profesional titulado con no menos de quince (15) años de ejercicio; ii) haber ejercido cargos a nivel gerencial durante un lapso no menor de cinco (5) años en instituciones de reconocido prestigio, nacionales o extranjeras, o acreditar estudios de maestría en economía o administración; iii) contar con reconocida solvencia e idoneidad profesional; iv) actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

No podrán ser Directores: i) funcionarios y empleados públicos; ii) accionistas, directores, funcionarios y empleados de las empresas que suministren energía a precio regulado o de sociedades de consultoría que proporcionen servicios al OSINERG; iii) directores y funcionarios de empresas que hayan sido sancionadas por actos de especulación o monopolio y quienes hubiesen sido sancionados por las mismas infracciones; iv) dos o más personas que sean parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o hasta el segundo grado por afinidad; y, v) los que tengan juicios pendientes con el Estado.

Las causales de remoción de los miembros del Directorio serán establecidas en el Estatuto del COES.

Los miembros del Directorio elegirán a su presidente."

**"Artículo 91°.-** La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo del COES y tendrá las siguientes funciones:

...  
l) Nominar comités de trabajo a cargo de tareas específicas. Dichos comités no tienen facultades decisorias, reportan a la Dirección de Operaciones y se extinguen al cumplimiento del encargo encomendado."

**"Artículo 129°.-** Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, los concesionarios y titulares de autorizaciones deberán presentar a la Comisión los contratos de suministro de electricidad suscritos entre el suministrador y el cliente sujeto a un régimen de libertad de precios, y la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale.

Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de la electricidad al nivel de la Barra de Referencia de Generación, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses. La Barra de Referencia de Generación, es la Barra indicada por la Comisión en sus resoluciones de fijación de los Precios en Barra;

b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado libre;

c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente Artículo, se determinará el precio medio teórico de la electricidad que resulte de la aplicación de los precios de potencia y de energía teóricos al nivel de la Barra de Referencia de Generación a sus respectivos consumos. El precio teórico de la energía se calcula como la media ponderada de los precios de energía, determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley y el consumo de energía de todo el sistema eléctrico



**ASBANC Asociación de Bancos del Perú**



**II Diplomado Internacional**

# DERECHO BANCARIO FINANCIERO

Con el apoyo de la Superintendencia de Banca y Seguros

**I. Certificación en legislación y regulaciones de las empresas del sistema financiero**

- Empresas del sistema financiero.
- Aspectos societarios y corporativos del sistema financiero.
- Aplicación de la normativa monetaria al sistema financiero.
- Regulación y riesgo crediticio de la actividad bancaria.
- Aspectos tributarios de la actividad bancaria.
- Promoción y protección del ahorro.
- Normatividad sobre prevención del lavado de dinero.

**II. Certificación en aspectos legales y financieros de la gestión crediticia**

- Contratos bancarios y operaciones crediticias.
- Títulos valores: Aspectos legales y operativos.
- Formalización y valuación de las garantías.
- Cobranzas y refinanciacines de deuda.
- Ley de reestructuración empresarial con referencia a la ley de banca.

**EQUIPO DOCENTE**

**LUIS PIZARRO ARANGUREN** - Socio Muñiz Forsyth, Ramírez Pérez - Taiman Luna & Victoria Abogados.

**GONZALO VALDEZ FIGUEROA** - Banco Central de Reserva.

**MARIO FERRARI QUIÑE** - Gerente Área legal - Banco de Crédito del Perú.

**GONZALO ORTIZ DE ZEVALLOS** - Socio Arthur Andersen - división global corporate finance.

**ENRIQUETA GONZÁLEZ DE SÁENZ** - Ex superintendente adjunta de asesoría jurídica - SBS.

**ROLANDO CASTELLARES AGUILAR** - Gerente adjunto división legal - Banco de Crédito del Perú.

**MÓNICA BENITES MENDOZA** - Área legal - Interbank.

**MARIO VIDAL OLCESE** - Socio García Calderón - Ghersi - Vidal Abogados.

**JOSÉ CARPIO NOLES** - Director gerente JCN Consulting.

**FÁTIMA VILLAVICENCIO PUNTRIANO** - Sub gerente legal Banco Santander Central Hispano Leasing.

**RICARDO BEAUMONT CALLIRGOS** - Presidente de la Comisión Redactora del Anteproyecto de la nueva ley de Títulos Valores.

**JUAN RAMÓN NOBLECILLA DOMÍNGUEZ** - Jefe servicio legal Gran Lima - Banco de Crédito del Perú.

**ÁLVARO PORTURAS INGUNZA** - Gerente adjunto - Citibank.

**ROSA MARÍA DE LA CALZADA LLERENA** - Gerente - Citibank.

**Clases:** **1ra. CERTIFICACIÓN:**  
Del 03 de octubre al 21 de diciembre del 2000.

**2da. CERTIFICACIÓN:**  
Del 30 de enero al 08 de mayo del 2001.

**Horario:** Martes y jueves de 19:00 a 22:00 hrs.

**Conferencistas Internacionales:**

Facilitados por la SBS:

**ROSS DELSTON** - Fondo Monetario Internacional.

**JEAN PIERRE SABOURIN** - Deposit Insurance Corporation - Canadá.



**Instituto de Formación Bancaria**  
*Banqueros que enseñan Banca*

**INFORMES E INSCRIPCIONES:** Instituto de Formación Bancaria: Calle Uno Oeste 039. Urb. Corpac - San Isidro (Frente a la puerta principal del Ministerio de Industria) Telfs.: 225-4081 / 225-5178 / 225-5208 / 225-5209 e-mail: informes@ifb-asbanc.edu.pe

para los bloques horarios definidos por la Comisión. El precio teórico de la potencia, corresponde a lo señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, pudiendo descontarse los costos de transmisión;

d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,

e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en el inciso b), los precios de energía determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley, serán aceptados. En caso contrario, la Comisión modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

El precio de la electricidad señalado en el inciso a) del presente artículo, deberá reunir los requisitos y condiciones contenidos en el Artículo 8° de la Ley y en los reglamentos específicos sobre la comercialización de la electricidad a los clientes bajo el régimen de libertad de precios.

La Comisión podrá expedir resoluciones complementarias para la aplicación del presente artículo y publicará periódicamente informes estadísticos sobre la evolución de los precios libres y teóricos de cada uno de los clientes no sujetos al régimen de regulación de precios."

**"Artículo 139°.** Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44° de la Ley, serán establecidas por la Comisión.

a) El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión, será el siguiente:

El generador servido por instalaciones exclusivas del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de la respectiva instalación. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales;

La demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Esta compensación, que representa el peaje secundario unitario que permite cubrir dicho Costo Medio anual, será agregada a los Precios en Barra de Potencia y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo.

b) Las compensaciones por el uso de las redes de distribución serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución del nivel de tensión correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas anteriormente, serán tratados de acuerdo con lo que determine la Comisión, sobre la base del uso y/o del beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

La Comisión podrá emitir disposiciones complementarias para la aplicación del presente artículo."

**"Artículo 140°.** Cualquier generador, transmisor, distribuidor o usuario, que se conecte al sistema interconectado, deberá respetar los estándares y procedimientos aprobados por las autoridades competentes".

**"Artículo 149°.** Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, la Comisión procederá de la siguiente manera:

a) Conformará conjuntos de concesiones en los que sus Valores Agregados de Distribución no difieran en más de 10%; y,

b) Obtendrá, para cada conjunto, valores totales de ingresos, de costos y de Valores Nuevos de Reemplazo de las concesiones conformantes.

Para efectos del cálculo de la Tasa Interna de Retorno, los ingresos y costos de compra de electricidad derivados de suministros no sujetos a regulación de precios, se determinarán con las tarifas aplicables a los usuarios regulados."

**"Artículo 201°.-...**

e) Por no proporcionar, oportunamente, o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento, así como los contratos de los clientes sujetos a un régimen de libertad de precios;"

**Artículo 3°.** El Comité de Operación Económica del Sistema - COES del Interconectado Nacional - SINAC, adecuará su Estatuto a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento dentro del plazo máximo de 30 días calendario contados desde la publicación del presente Decreto Supremo.

**Artículo 4°.** Ampliase hasta el 31 de diciembre del 2001, el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

**Artículo 5°.** Deróguese el Decreto Supremo N° 52-94-EM y déjese sin efecto el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 013-2000-EM.

**Artículo 6°.** El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

#### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Primera.** Corresponde a los actuales Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte y Sur, coordinar la adopción de medidas pertinentes para la operación del Comité de Operación Económica del Sistema - COES - del Sistema Interconectado Nacional - SINAC, así como adoptar las medidas necesarias para lograr la interconexión física de ambos sistemas y facilitar la coordinación en tiempo real, a efectos de alcanzar los objetivos previstos en el Artículo 39° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

**Segunda.** Los integrantes del primer Directorio del Comité de Operación Económica del Sistema - COES - del Sistema Interconectado Nacional - SINAC, deben ser elegidos, conforme al presente Decreto Supremo, antes del 31 de diciembre del 2000.

**Tercera.** Las compensaciones establecidas por acuerdo de partes por el uso de instalaciones de sistemas secundarios de transmisión o instalaciones de distribución, acordadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 27239, continuarán rigiéndose por sus términos. Vencido el plazo de dichos acuerdos, será de aplicación lo dispuesto en el presente Decreto Supremo, sin admitirse renovaciones o prórrogas posteriores a la vigencia de la referida Ley.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los catorce días del mes de setiembre del año dos mil.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI  
Presidente Constitucional de la República

JORGE CHAMOT SARMIENTO  
Ministro de Energía y Minas

#### REGLAMENTO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN UN RÉGIMEN DE LIBERTAD DE PRECIOS

**Artículo 1°.- Objeto**

Definir los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53° de la Ley.

**Artículo 2°.- Ámbito**

Están comprendidos dentro del alcance de la presente norma la venta de electricidad a los clientes sujetos al régimen de libertad de precios según lo señalado en el

NÚMERO REGISTRO	NOMBRE COMERCIAL	ELABORADOR	PRECEDENCIA	IMPORTADOR	FECHA DE REGISTRO
F 07.3.117 I	POUR METRIN PLUS	LABORATORIOS VON FRANKEN S.A.I.C	ARGENTINA	QUIMICA SUZA S.A	20 de junio del 2001
B 01.2.1.344 I	HEPATITIS (HC)	LABORATORIO AVIMEX S.A. DE C.V.	MEXICO	TECNOLOGIA QUIMICA Y COMERCIO S.A.	20 de junio del 2001
F 07.8.120 N	BUTICK 10 CE	LABORATORIOS DE PRODUCTOS VETERINARIOS S.R.L - PROVET	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F.03.1.870 I	GENTAMYCIN 100	ANUPCO (ANGLIAN NUTRITION PRODUCTS COMPANY)	REINO UNIDO	LABORATORIOS BIOMONT S.A	20 de junio del 2001
F.03.4.378 I	ANFLOX GOLD	ANUPCO (ANGLIAN NUTRITION PRODUCTS COMPANY)	REINO UNIDO	LABORATORIOS BIOMONT S.A	20 de junio del 2001
F 03.1.380 I	CALBACINA 200 C.L	LABORATORIOS CALIER S.A	ESPAÑA	J HINTZE S.A	20 de junio del 2001
F.22.4.038 I	PROMOTOR L	LABORATORIOS CALIER S.A	ESPAÑA	J HINTZE S.A	20 de junio del 2001
F 03.1.381 I	OXALICINA L.A	INYESA INTERNACIONAL S.A	ESPAÑA	REPRESENTACIONES BARI S.A	20 de junio del 2001
F 08.4.189 N	REAMSOL 98% POLVO SOLUBLE	REANA E.I.R.L.TDA	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F 08.4.188 N	REAMSOL 230 mg TABLETAS	REANA E.I.R.L.TDA	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F 01.4.230 N	REAVIT B (Complejo B) con Factor Hepático	REANA E.I.R.L.TDA	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F 03.5.382 I	MASTILEX	INDUSTRIAL VETERINARIA S.A	ESPAÑA	REPRESENTACIONES BARI S.A	20 de junio del 2001
A 01.6.548 N	RICOCAT PAVO SELECCIONADO	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
A 01.5.545 N	CAMBO ADULTO SUPER PREMIUM	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F.03.1.383 I	SULFATRIM 240 Solución Inyectable	ANUPCO (ANGLIAN NUTRITION PRODUCTS COMPANY)	REINO UNIDO	LABORATORIOS BIOMONT S.A	25 de junio del 2001
F 09.1.048 N	IVERPLUS	LABORATORIO HOFARM S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
F 01.2.231 I	SINTOX	ANLAT S.R.L.	ARGENTINA	VETERQUIMICA PERU S.A.C	25 de junio del 2001
F 09.1.049 I	IVERM LA	LABORATORIOS GALMEDIC	PARAGUAY	AGROPERUANA S.A	25 de junio del 2001
F.26.4.089 I	KEMBOND	KEMIN INDUSTRIES, INC.	E.E.UU.	VETERQUIMICA PERU S.A.C	25 de junio del 2001
F 08.4.190 I	PANAOLUR PLUS (Complejo)	INTERVET S/A	BRASIL	INTERVET S.A.	25 de junio del 2001
F 09.1.050 N	RIVERM AP	LABORATORIOS RETAPSA	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	26 de junio del 2001
A 01.6.552 N	CANAMOR PAVO E HIGADO	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	26 de junio del 2001
A 01.6.551 N	CANAMOR HIGADO Y POLLO	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	26 de junio del 2001
A 01.5.550 N	CANAMOR ADULTO	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	26 de junio del 2001
A 01.5.549 N	CANAMOR CORDERO Y ARROZ	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	26 de junio del 2001
A 01.6.553 N	CANAMOR SARDINA Y POLLO	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	26 de junio del 2001
A 01.5.554 N	CANAMOR CARNE E HIGADO DE RES	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	26 de junio del 2001
A 01.5.555 N	CANAMOR CACHORRO	RINTI S.A	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	26 de junio del 2001
B 01.2.7.345 I	AFTOGAN 2 ml	EMPRESA COLOMBIANA DE PRODUCTOS VETERINARIOS S.A	COLOMBIA	BANG S.A	28 de junio del 2001
B 01.2.7.346 I	BOVILS AFTOVACIN OLEOSA BIVALENTEE 01 y A24	INTERVET S.A. FORTALEZA, BRASIL	BRASIL	INTERVET S.A.	28 de junio del 2001

Regístrese, comuníquese y publíquese.

OSCAR DOMINGUEZ FALCON  
Director General  
Dirección General de Sanidad Animal  
Servicio Nacional de Sanidad Agraria

27244

## ENERGÍA Y MINAS

### Modifican la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

DECRETO SUPREMO  
N° 040-2001-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, 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, adecuado, 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;

Que, 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



Tabla N° 3

$N_{VF}$	$B_d$
$1 < N_{VF} \leq 3$	1
$3 < N_{VF}$	$2 + (N_{VF} - 3)$

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

$P_d$ .- 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 =  $\sum_{d=1}^{31} b'' \cdot B_d \cdot P_d$  ..... 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."

**"5.3.7 Control.-** El control se realiza a través de mediciones y registros 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:

- En uno (1) por cada cincuenta (50) los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT que comprenda por lo menos lo siguiente:

Tabla N° 6

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500.000 clientes	18	18
Con 100.001 a 500.000 clientes	9	9
Con 10.001 a 100.000 clientes	5	5
Con 501 a 10.000 clientes	2	2
Con 500 clientes o menos	-	-

**"5.4.8** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad, la siguiente información:

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus Clientes.

- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador entre todos los afectados, por cada parámetro que haya resultado de mala calidad, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

- Los registros de las lecturas efectuadas sobre Flicker, Armónicas y Energía Suministrada por cada período de medición, organizados de la siguiente manera:

- Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.
- Perturbaciones por Flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad."

Entregar a la Autoridad dentro de las primeras 18 horas de culminada la medición o retirado el equipo, copia de los registros de dichas mediciones, en formato propio del equipo."

**"6.1.3 Indicadores de la Calidad de Suministro.-** La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

a) **Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)**

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$N =$  Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones / semestre).

El número de interrupciones programadas\* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

b) **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)**

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$D = \sum (K_i \cdot d_i)$ ; (expresada en: horas)  
 ..... (Fórmula N° 13)

Donde:

$d_i$  : Es la duración individual de la interrupción i.  
 $K_i$  : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas\* por expansión o reforzamiento :  $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas\* por mantenimiento :  $K_i = 0.50$
- Otras :  $K_i = 1.00$

\*El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos."

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo ( $\Delta$ ):

$K_i = 0$ ; si la duración real es menor a la programada  
 $K_i = 1$ ; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, las cuales se rigen según lo dispuesto en los numerales 6.1.8, 6.1.9 y la Décimo Tercera Disposición Final de la Norma."

Donde:

- ENS<sub>TA</sub>** : Es la Energía Teóricamente No Suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual ( $d_i$ ) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.
- P<sub>k</sub>** : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga y debe ser proporcionada por el sistema SCADA.
- d<sub>k</sub>** : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Los subíndices:

- "**k**": Representa a cada interrupción por rechazo de carga.
- "**i**": Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

**ENST<sub>TA</sub>**: Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía como la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se haya transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final, durante el semestre de control. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones."

Se sustituyen los dos últimos párrafos del numeral 6.1.10:

"6.1.10 ...

Para las mediciones a que se hace referencia en los puntos b) y c), donde no existan o en tanto no se hayan instalado equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo: i) A través del registro de llamadas telefónicas de clientes afectados; y/o, ii) A través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto; y/o, iii) A través del análisis de cualquier otro registro del cliente o suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

Los suministradores y clientes proveen a la autoridad, a requerimiento de ésta, la información sustentatoria para cada caso."

"6.2.7 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada semestre, entregar a la Autoridad, la siguiente información:

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resúmenes de las compensaciones a ser pagadas con montos totalizados;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, entre todos los afectados con mala calidad del suministro, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

Además, dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad registros de las interrupciones, en medio magnético."

"7.1.3 ...

d) Reclamaciones por errores de medición/facturación:

- i. Presentada la reclamación por errores de facturación, el Suministrador está obligado a informar al reclamante sobre la atención de la misma, en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles.
- ii. ..."

"7.1.5 Control.- La Autoridad dispone una evaluación semestral en relación con el trato que el Suministrador brinda a sus Clientes.

El Suministrador debe implementar un sistema de recepción de solicitudes y reclamaciones durante la Primera Etapa y lo debe mantener abierto en las etapas posteriores. En éste se debe registrar toda la información referente a la atención del Suministrador.

Los Suministradores deben presentar a la Autoridad, un informe mensual sobre los pedidos y reclamaciones recibidos, en un plazo máximo de veinte (20) días calendario, después de concluido el mes en el que se produjeron. En este informe debe constar la cantidad de pedidos y reclamaciones del mes correspondiente, diferenciados por causa y de acuerdo a lo requerido por la Autoridad, con los tiempos medios de atención y/o resolución de los mismos. El Suministrador debe presentar conjuntamente con lo anterior, un registro informático detallado, para los casos en los cuales se han excedido los plazos establecidos para la atención o solución del inconveniente, indicando los datos de los Clientes afectados, motivos de las reclamaciones, tiempos transcurridos hasta la solución de los problemas y motivos que originaron las demoras."

"7.2.3 ...

b) Registro de reclamaciones.- El Suministrador debe implementar un sistema informático auditable en el que deben registrarse todos los pedidos, solicitudes o reclamaciones de los Clientes. Este registro debe permitir efectuar su seguimiento hasta su solución y respuesta final al Cliente. La Autoridad tendrá acceso a este sistema inmediatamente a su solo requerimiento.

Asimismo, el Suministrador debe mantener en cada centro de atención comercial, un "Libro de Observaciones" foliado y rubricado por la Autoridad, donde el Cliente puede anotar sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. A pedido de la Autoridad, el contenido de estos libros debe ser remitidos por el Suministrador, de la manera requerida por ella y con la información ampliatoria necesaria."

"7.3.4 Penalidades.- Las transgresiones de la tolerancia establecida o incumplimientos de la Norma se sancionan por cada periodo de control de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente."

"7.3.5 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados por la entidad competente y aprobados por la Autoridad.

La Autoridad dispone una evaluación semestral de la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales en una muestra estadística de medidores, divididos en estratos representativos sobre el universo de sus clientes en función a: i) opción tarifaria, ii) marca; y, iii) antigüedad de los medidores. La muestra debe comprender, por lo menos, lo siguiente:

Tabla N° 7

Cientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Suministros por Muestra Mensual
Con más de 500.000 Clientes	150
Con 100.001 a 500.000 Clientes	80
Con 10.001 a 100.000 Clientes	36
Con 10.000 clientes o menos	12

Esta muestra es propuesta por el Suministrador ante la Autoridad, pudiendo ésta efectuar las modificaciones que considere necesarias y variar el tamaño de la muestra hasta en un 10%, a fin de asegurar la representatividad sobre el respectivo estrato."

"7.4.6 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada semestre, entregar a la Autoridad la siguiente información:

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Menor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW.

No se iniciará la cadena de pago de compensaciones en las localidades afectas a esta suspensión."

**"Artículo 4°.-** Incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N') y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2.

A partir de la Tercera Etapa, durante el primer semestre, el factor incrementador será de setenta por ciento (70%), durante el segundo y tercer semestre será de cincuenta por ciento (50%) y a partir del cuarto semestre el factor incrementador será el treinta por ciento (30%) ya establecido en el párrafo anterior.

Tales incrementos se redondean al entero superior y son aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final durante el semestre de control, considerando los incrementos a los cuales hacen referencia los párrafos anteriores. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones."

**"Artículo 5°.-** ...

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 5 MW."

**"Artículo 6°.-** Suspender la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Para restituir la aplicación de estos numerales, el Ministerio de Energía y Minas conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado eléctrico. Para ello se convocará a representantes de empresas eléctricas y de grandes clientes. El referido análisis comprenderá un estudio de las tolerancias, compensaciones respectivas por la transgresión de dichas tolerancias, número de puntos de medición y el plazo de adecuación de los clientes emisores de perturbaciones a los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos."

**"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 periodo 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."

**Artículo 5°.-** Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VE.

**Artículo 6°.-** Incluir en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos la siguiente Disposición Final:

**"Décimo Quinta.-** El OSINERG evaluará el efecto que la Regulación Tarifaria implique en la aplicación de la Norma y propondrá las correcciones pertinentes de manera que su aplicación no supere las condiciones de calidad del servicio que se hayan previsto en los estudios de modelamiento que hayan servido de base para la correspondiente regulación."

#### DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

**Primera.-** Disponer que el OSINERG adecue las Bases Metodológicas para la aplicación de la NTCSE al presente Decreto Supremo, en un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de su publicación.

**Segunda.-** El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciséis días del mes de julio del año dos mil uno.

VALENTIN PANIAGUA CORAZAO  
Presidente Constitucional de la República

CARLOS HERRERA DESCALZI  
Ministro de Energía y Minas

27288

## Actualizan el Texto Único de Procedimientos Administrativos del Ministerio de Energía y Minas

DECRETO SUPREMO  
N° 033-2001-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo N° 055-99-EM, se aprobó la versión actual del Texto Único de Procedimientos Administrativos - TUPA del Ministerio de Energía y Minas;

Que, el Artículo 22° del Decreto Legislativo N° 757 establece las reglas y plazos que se deben observar para la actualización anual del TUPA;

Que, es necesario efectuar algunas modificaciones y creación de nuevos procedimientos en el TUPA vigente;

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 22° del Decreto Legislativo N° 757 y el inciso a) del Artículo 36° del Decreto Supremo N° 094-92-PCM;

DECRETA:

**Artículo 1°.-** Actualizar el Texto Único de Procedimientos Administrativos del Ministerio de Energía y Minas -TUPA-MEM- aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EM, según el Anexo 01 que forma parte del presente Decreto Supremo.

**Artículo 2°.-** Actualizar el Cuadro de Recursos Impugnativos y de Queja y el Cuadro de Información Obligatoria del TUPA-MEM aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EM, de acuerdo al Anexo 02 y Anexo 03 que forman parte del presente Decreto Supremo.

**Artículo 3°.-** Aprobar el Cuadro de Servicios que ofrece el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al Anexo 04 que forma parte del presente Decreto Supremo.

**Artículo 4°.-** Deróganse las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

**Artículo 5°.-** El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiocho días del mes de junio del año dos mil uno.

VALENTIN PANIAGUA CORAZAO  
Presidente Constitucional de la República

CARLOS HERRERA DESCALZI  
Ministro de Energía y Minas



**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSION EN ENERGIA  
OSINERG**

**“BASE METODOLÓGICA  
PARA LA APLICACIÓN DE  
LA NORMA TÉCNICA DE  
CALIDAD DE LOS  
SERVICIOS ELÉCTRICOS”**

**NOTA.-**

Los anexos del 1 al 18, T3 y del AP1 al AP4 que forman parte integrante de la presente base se encuentran en la página WEB de OSINERG: [www.osinerg.org.pe](http://www.osinerg.org.pe).

**VERSIÓN ADECUADA AL  
D.S. N° 040-2001-EM**

**SEPARATA ESPECIAL**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN  
EN ENERGÍA  
OSINERG N° 1535-2001-OS/CD**

Lima, 21 de agosto de 2001

VISTO:

El Memorándum N° GG-291-2001 de la Gerencia General, del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG.

CONSIDERANDO:

**1. ANTECEDENTES**

- 1.1 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, en adelante NTCSE, que en su Octava Disposición Final dispone que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, emitirá la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.
- 1.2 Mediante Resolución del Consejo Directivo OSINERG N° 438-98-OS/CD, publicada el 17 de noviembre de 1998, se aprobó la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.
- 1.3 Mediante Decreto Supremo N° 009-99-EM, de fecha 11 de abril de 1999, se modificó algunos numerales de la misma y se dispuso la adecuación de la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE a lo establecido en el Decreto Supremo N° 009-99-EM.
- 1.4 Mediante Resolución OSINERG N° 295-918-OS/CD, publicada el 12 de mayo de 1999, se aprobó la Base Metodológica para la Aplicación de la NTCSE, sobre la base de las modificaciones introducidas por el Decreto Supremo N° 009-99-EM.
- 1.5 Mediante Decreto Supremo N° 013-2000-EM, publicada el 27 de julio de 2000, se modificaron diversas disposiciones referidas a la aplicación de la NTCSE, disponiendo en su Primera Disposición Complementaria que OSINERG adecue a sus modificaciones, la nueva Base Metodológica.
- 1.6 Mediante Resolución OSINERG N° 1112-OS/CD, se aprobó la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, la cual dejó sin efecto la Resolución OSINERG N° 295-1999-OS/CD.
- 1.7 Mediante Decreto Supremo N° 040-2001-EM, publicado el 17 de julio de 2001, se modificó nuevamente la NTCSE.
- 1.8 Con fecha 27 de julio de 2001, se publicó en la página web de OSINERG, el proyecto de la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE y su prepublicación fue realizada en el Diario Oficial El Peruano, el día 1 de agosto de 2001, a efecto que las empresas concesionarias y público en general puedan formular sus observaciones, recomendaciones y sugerencias sobre el particular.
- 1.9 Adicionalmente, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica llevó a cabo reuniones con los concesionarios de distribución, generación y transmisión, los días 9, 10 y 13 de agosto de 2001, con el objeto de intercambiar opiniones sobre las observaciones, recomendaciones y sugerencias efectuadas por estos; de lo cual se obtuvieron conclusiones que enriquecieron el texto final de la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.

**2. ANALISIS**

- 2.1 La Primera Disposición Complementaria del Decreto Supremo N° 040-2001-EM dispone que OSINERG adecue la Base Metodológica para la aplica-

ción de la NTCSE al citado Decreto Supremo. el mismo que ha efectuado modificaciones a la NTCSE, relacionadas con la calidad de producto, calidad de suministro, calidad comercial y alumbrado público, motivo por el cual se debe modificar la Base Metodológica para adecuarla a las modificaciones citadas.

- 2.2 Habiéndose evaluado las propuestas, recomendaciones y sugerencias de las partes interesadas sobre el particular y encontrándose dentro del plazo establecido por el Decreto Supremo N° 040-2001-EM, se aprueba la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.

De conformidad con lo establecido en el inciso b) del Artículo 23° del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en la Primera Disposición Complementaria del Decreto Supremo N° 040-2001-EM.

Con opinión favorable del Gerente de Fiscalización Eléctrica y del Gerente General;

SE RESUELVE:

**Artículo 1°.** - APROBAR la Base Metodológica para la aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" cuyo texto forma parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** DEJAR sin efecto a partir de la fecha de publicación, la Resolución OSINERG N° 1112-2000-OS/CD publicada el 9 de setiembre de 2000.

TADEO PRADO BENITEZ  
Presidente del Consejo Directivo

**BASE METODOLÓGICA PARA LA  
APLICACIÓN DE LA "NORMA TÉCNICA DE  
CALIDAD DE LOS SERVICIOS  
ELÉCTRICOS"-NTCSE**

**1.- OBJETIVO**

El presente documento tiene como objetivo adecuar la Base Metodológica de la NTCSE, publicada el 9 de setiembre de 2000 en el Diario Oficial El Peruano, al Decreto Supremo N° 040-2001-EM.

Con tal propósito, esta Base Metodológica describe los principios conceptuales y procedimientos para:

- La estructuración de la Base de Datos que permita una efectiva aplicación y control de la NTCSE.
- La transferencia de información a la autoridad.
- La ejecución de las campañas de medición y registro
- La aprobación de especificaciones técnicas del equipamiento a utilizarse para el control de calidad.

**2.- BASE DE DATOS.**

2.1.-Un mes antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE, los Suministradores entregan al OSINERG en medio magnético, el 100% de la base de datos que contenga el esquema de alimentación a cada uno de sus clientes en muy alta tensión, alta tensión y media tensión.

2.2.-Tratándose exclusivamente del esquema de alimentación a cada uno de sus clientes en baja tensión, los respectivos Suministradores entregan al OSINERG, el 100% de la indicada base de datos a más tardar un (01) mes antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE. Al finalizar la primera etapa entregan al OSINERG un avance mínimo real del 30% en su implementación.

2.3.-En principio, esta base de datos se organiza según las Tablas Informáticas detalladas en el ANEXO N° 1 del presente documento, y se actualiza como mínimo en forma semestral o cuando lo requiera el OSINERG, por lo que la empresa debe mantener su base de datos permanentemente actualizada.

**2.4.-** Para los casos de acometidas con varios suministros (edificaciones multifamiliares) o varias acometidas desde un mismo punto de alimentación (suministros alimentados con red aérea desde un mismo poste); todos los suministros involucrados con uno de estos puntos comunes, serán identificados mediante una misma letra o número, que se consignará en el campo N° 20 de la tabla informática "Suministros BT" del Anexo I de este documento. Por tanto, cualquiera de este grupo de suministros (pero uno solo) puede escogerse como suministro anterior de un suministro siguiente a especificarse.

**2.5.-** En el campo 18 de la tabla de Suministros BT, debe consignarse 3N para el caso de suministros trifásicos con neutro de hilo corrido, indicando en el campo 14 la tensión nominal entre fases.

**2.6.-** Ante el caso especial de tener subestaciones AT/BT, el código de esta subestación se consignará en el campo 15 de la Tabla de Suministros BT y tal subestación se definirá como una SED, consignando en el campo 13 de la tabla de subestaciones, el código de la línea AT alimentadora.

**2.7.-** Cada suministrador describe en su Base de Datos sólo las instalaciones bajo su responsabilidad. Si las SET's o Líneas Alimentadoras MAT o AT pertenecieran a otras empresas suministradoras, sólo es suficiente recabar el código asignado a estos componentes por las empresas propietarias, a fin que los consignen en sus respectivas tablas informáticas del Anexo I.

**2.8.-** Para todos los efectos, los rangos de tensión a los que se refiere la NTCSE, D.S. 009-99-EM, D.S. 013-2000-EM y D.S. 040-2001-EM son los fijados en la Resolución 004-2000-P/CTE del 25 de abril de 2000 o la que la sustituya:

MAT (Muy Alta Tensión)	mayor a 100 kV.
AT (Alta Tensión)	igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100kV.
MT (Media Tensión)	mayor que 1 kV y menor a 30 kV.

**2.9.-** Para el caso de las tablas de suministros, el campo "año de fabricación del medidor" necesariamente debe contener la información correspondiente, de no contarse con ésta, se debe consignar el año de instalación del medidor. Además, para el campo "marca y modelo", de no ser posible la determinación del modelo, se deberá consignar la marca.

Aquellos suministros que tienen medidores que fueron adquiridos después de la publicación de la NTCSE deben contener obligatoriamente la información completa de los campos "marca y modelo" y "año de fabricación del medidor".

### 3.- TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN.

**3.1.-** La transferencia de información se realiza mediante el sistema FTP (File Transfer Protocol) o, eventualmente por motivos debidamente justificados, por correo electrónico a la dirección "calidad@osinerg.org.pe". La justificación de la eventualidad debe incluirse en el mensaje del correo electrónico.

La fecha de cumplimiento en la remisión de la información, es la que queda registrada en el sistema FTP al finalizar la transferencia de la misma. En caso el Suministrador complementa o actualice alguna información, automáticamente se registra la fecha de transferencia de la última información.

**3.2.-** En caso que por razones debidamente sustentadas por el suministrador, el OSINERG le autorice a transferir su información a través de medio magnético (discos compactos, diskettes de alta densidad o diskettes de gran capacidad), éstos se rotulan de acuerdo a lo indicado en el ANEXO N° 2, y en caso de usarse discos compactos se acompaña la relación de archivos contenidos en forma impresa y pegada sobre el estuche.

**3.3.-** En el ANEXO N° 3 se define la forma de nombrar los archivos que se utilizan para la transferencia de información.

**3.4.-** Los modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones se entregan a requerimiento del OSINERG. Ante cualquier cambio de esta información, el suministrador dentro del plazo de treinta (30) días de producida la variación, entrega al OSINERG la información actualizada respectiva.

**3.5.-** La información transferida vía FTP o mediante correo electrónico, de preferencia debe ser remitida de manera comprimida ("zippeada").

### 4.- IMPLEMENTACIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN.

#### 4.1.- CALIDAD DEL PRODUCTO.

##### 4.1.1.- CRITERIOS GENERALES.

Para la campaña de medición, registro, procesamiento de la información, y determinación de las compensaciones relacionadas con la Calidad del Producto, se toma en cuenta los siguientes criterios generales:

a) Para la validez de las mediciones, en todos los casos el suministrador llenará la planilla de medición que se muestra más adelante en el Gráfico N°1. La firma del usuario sólo acredita haber tomado conocimiento de la ejecución de las mediciones, por lo que en caso de negativa de firma se deberá anotar la misma en la respectiva planilla. En caso de mediciones en barras BT de SED's no aplica la firma de usuario.

Si un punto de medición está implementado con equipo registrador fijo, el suministrador remitirá la planilla al cliente para que tome conocimiento de la medición y formule las observaciones que considere pertinente.

b) Aquellas mediciones de tensión y perturbaciones que resulten fallidas, deben repetirse dentro del siguiente mes, caso contrario se calificará como incumplimiento de la norma, sujeto a sanción. Esta repetición de mediciones no forma parte del tamaño normal de la muestra mensual de mediciones que debe efectuarse según la NTCSE.

Se consideran fallidas las mediciones que por alguna razón, no alcanzan el número de intervalos válidos que complete un periodo de medición (672 intervalos para el caso de la tensión y 1008 para el caso de perturbaciones) o que el registro muestre irregularidades en la medición.

En caso se registre en la nueva medición una mala calidad del servicio, las compensaciones se efectuarán desde el mes en que se efectuó la primera medición fallida.

c) La medición es válida, si alcanza a registrar la cantidad de intervalos de medición con valores válidos que completen un periodo de medición, pudiendo el suministrador, en caso de producirse interrupciones imprevistas, extender el periodo de medición.

d) El cálculo de indicadores de calidad, se efectúa en base a los primeros intervalos con valores registrados, que completen el periodo de medición.

e) En el caso de mediciones trifásicas, para la determinación de la compensación, se considera como intervalo penalizable a aquél en el cual cualquiera de los tres valores monofásicos supere el límite admisible. Cuando más de uno de éstos tres valores resulte fuera de los límites de tolerancia, se adopta para el cálculo de compensaciones el valor de máximo apartamiento de las tolerancias.

f) Con relación a la aplicación de la Séptima Disposición Final de la NTCSE, si la medición de algún parámetro de calidad se inicia en los últimos días de un mes determinado culminando la medición en el mes siguiente, la energía a considerarse para el cálculo de las compensaciones es la que corresponde a la campaña de medición, es decir al mes en que se inició el periodo de medición.

- g) La medición programada debe ser notificada al usuario con anticipación no menor de 48 horas respecto a la fecha prevista para su ejecución.
- h) El tipo de cambio a utilizarse para hacer efectiva las compensaciones debe ser el valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norte América, determinado por el valor promedio (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros, cotización de oferta y demanda – tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor correspondiente al último día hábil del mes anterior al mes en que se hace efectiva la compensación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- i) Transcurridos dos años desde el momento en que se compró o se utilizó por primera vez un equipo para las mediciones de Tensión, el suministrador debe efectuar una recalibración del mismo en un plazo máximo de 6 meses. Además con una periodicidad de un año, a partir de la primera recalibración, el suministrador debe proceder a recalibrar nuevamente sus equipos.  
Hasta que no exista en el mercado un empresa calificada para efectuar estas recalibraciones, tal labor podrá ser efectuada por la empresa proveedora de los equipos, si el OSINERG la autoriza, o por el fabricante de los mismos, o por laboratorios que el fabricante recomiende.

#### 4.1.1.1.- PARA LA TENSIÓN

- a) Las mediciones para el control de la tensión en puntos de entrega del suministro a clientes en muy alta, alta o media tensión, se registran con uno o más equipos en forma trifásica y simultánea con la energía integrada en intervalos de quince (15) minutos.
- b) En los puntos de entrega del suministro a clientes en baja tensión, el control de la tensión se realiza en forma trifásica o monofásica (según el tipo de suministro) y la energía entregada en condiciones de mala calidad a cada cliente afectado, se evalúa según lo establecido en la Sétima Disposición Final de la NTCSE.
- c) En intervalos con medición de tensión en BT, inferior a las tolerancias mínimas admitidas, se considera como clientes afectados sujetos a compensación por esta mala calidad de tensión, a todos los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados desde e incluido el cliente donde se hizo la medición hasta el extremo final de todo el alimentador y ramales en BT posteriores al punto medido.
- d) En intervalos con medición de tensión en BT, superior a las tolerancias máximas admitidas, se considera como clientes afectados sujetos a compensación por esta mala calidad de tensión, a todos los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados desde e incluido el cliente donde se hizo la medición hasta el inicio del respectivo alimentador en BT.

#### 4.1.1.2.- PARA LA FRECUENCIA

- a) El coordinador de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas interconectados, y el encargado de la operación en tiempo real, en el caso de sistemas aislados, eligen el punto o puntos de medición que garanticen el registro de la frecuencia para el sistema o partes de él, y comunica por escrito al OSINERG, la siguiente información por cada punto donde registrará la frecuencia:
- Código asignado al punto (máximo 10 posiciones).
  - Ubicación
  - Fecha de instalación del registrador de frecuencia.
  - Marca y modelo del equipo registrador.
  - Número de serie del registrador.

En caso varíe esta ubicación, el respectivo coordinador de la operación en tiempo real del sistema interconectado o encargado de la operación en tiempo real del sistema

aislado, lo comunica inmediatamente al OSINERG acompañando la justificación de la variación.

El OSINERG, puede determinar la reubicación de los puntos seleccionados.

- b) Las compensaciones las aplica el suministrador correspondiente, a cada uno de sus clientes pertenecientes al sistema donde se registró la mala calidad de la frecuencia, independientemente que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas.
- c) En caso no se cuente con registros de Potencias Máximas para el cálculo de compensaciones por mala calidad de la frecuencia, la potencia máxima a considerarse para cada cliente, se evalúa de la siguiente manera:

- Para la opción tarifaria BT5, se emplea el algoritmo:  
 $P_{m\acute{a}x} = E_{mes} / NHUBT$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$  : Demanda en KW Coincidente en Horas Punta del Conjunto de Clientes de la Opción de Simple Medicion BT5.

NHUBT : Número de horas mensuales promedio de utilización de los clientes de la opción tarifaria BT5, según numeral 6.3 de la Resolución N° 001-98 P/CTE.

Emes : Energía suministrada al cliente durante el mes controlado, expresada en KWH.

- Para otras opciones tarifarias la potencia máxima a considerarse, será la potencia contratada.

- d) Para efectos de aplicación de la norma, y en donde no se registre la potencia máxima diaria, las potencias máximas determinadas según el procedimiento descrito en el párrafo anterior, se considera igual para todos los días del mes. Además si no se registra la potencia cada 15 minutos se considera que la potencia es la misma en todo el día.
- e) En los casos donde se cuente con el registro de potencia, las compensaciones por frecuencia se calculan con la potencia establecida en el numeral 5.2.6 de la NTCSE.
- f) Para el caso de suministros a distribuidores abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, la potencia máxima suministrada será asumida en forma proporcional a la potencia máxima cobrada por cada suministrador que participe en el cobro por potencia máxima ya sea en las horas de punta o fuera de punta.
- g) En caso las compensaciones que efectúe la generadora a la distribuidora por mala calidad de la frecuencia, sean diferentes a las calculadas por la distribuidora, esta última efectuará el ajuste correspondiente a fin que resulten exactamente iguales.

El proceso de este ajuste debe efectuarse con valores expresados en moneda nacional, mediante el siguiente procedimiento:

- 1° Se determina la compensación por mala calidad de frecuencia para cada cliente de la distribuidora, según la NTCSE y lo indicado en lo anterior del presente numeral. Luego se determina el total de compensaciones.
- 2° Se determina el factor de ajuste que resulta de dividir el total de compensaciones calculadas en 1° entre las compensaciones calculadas por el generador.
- 3° Los valores de compensación de cada cliente se corrigen con el indicado factor de ajuste y se fijan a dos decimales de aproximación. Luego se determina el nuevo total de compensaciones

sumando sólo los valores significativos con los dos decimales de aproximación.

4° Se calcula la diferencia entre el total calculado por la generadora y el nuevo total calculado en 3°.

5° Se divide esta diferencia entre 0.01 para determinar el número de clientes (n) a los que se debe agregar o disminuir 0.01 soles, para que finalmente no quede ningún saldo por distribuir. Este ajuste final de 0.01 soles se efectúa para los "n" clientes ordenados de mayor a menor compensación individual calculada en 3°.

Los resultados finales expresados en dólares americanos con cuatro (4) cifras de aproximación, y con el mismo tipo de cambio monetario utilizado, son los que se reportan mensualmente al OSINERG según las Tablas Informáticas que se especifican más adelante.

**4.1.1.3.- PARA LAS PERTURBACIONES**

- a) Las mediciones para el control de perturbaciones (flicker y tensiones armónicas) en puntos de entrega a clientes en muy alta, alta y media tensión, se registran con uno o más equipos en forma trifásica, simultánea y sincronizada con la energía integrada en intervalos de diez (10) minutos.
- b) El control de perturbaciones (flicker y tensiones armónicas) en barras de salida en baja tensión de las subestaciones en MT/BT se registran en forma trifásica, y la energía entregada con perturbaciones que exceden los límites de tolerancia, se evalúa para cada cliente, que pertenece a la subestación MT/BT controlada, según lo establecido en la Séptima Disposición Final de la NTCSE.
- c) Con el fin de brindar información para el análisis del comité al que se refiere el Artículo 6 del Decreto Supremo 009-99-EM actualizado por el Decreto Supremo 040-2001-EM, se continuará calculando las compensaciones por perturbaciones.

**4.1.2.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.**

- a) Cada una de las campañas de mediciones cronogramadas, se identifica en forma unívoca con un código denominado "Número Identificador", cuya formación se describe en el Anexo N° 4.
- b) Cada Suministrador remite al OSINERG vía FTP, el Cronograma de mediciones del mes siguiente, una semana antes de la finalización de cada mes, bajo la estructura de las tablas informáticas que se detallan en el Anexo N°5. Este cronograma debe incluir los puntos de medición elegidos aleatoriamente (denominados básicos), los requeridos por OSINERG, repetición de mediciones fallidas o remediación para levantar la mala calidad detectada en medición anterior.
- c) Complementariamente cada suministrador remite al OSINERG, dentro del mismo plazo y de forma impresa, la siguiente información:
  - Un cuadro resumen de la cantidad de puntos por cada tipo de medición, bajo el siguiente formato:

**c1.- MEDICIONES BASICAS SELECCIONADAS ALEATORIAMENTE**

Parametro	Baja Tension	Media Tension	Alta Tension	Total
Tension				
Perturbaciones				

**c2.- CANTIDAD DE PUNTOS EXCLUIDOS EN LA SELECCION ALEATORIA**

Motivo	Baja Tension	Media Tension	Alta Tension	Total
Mediciones ya efectuadas				
Suministros en corte				
Suministros de baja				

**c3.- REQUERIDOS POR EL OSINERG**

Parametro	Baja Tension	Media Tension	Alta Tension	Total
Tension				
Perturbaciones				

**c4.- REPETICIÓN DE MEDICIONES FALLIDAS DE MES ANTERIOR**

Parametro	Baja Tension	Media Tension	Alta Tension	Total
Tension				
Perturbaciones				

**c5.- REMEDIACIONES PARA LEVANTAR MALA CALIDAD**

Parametro	Baja Tension	Media Tension	Alta Tension	Total
Tension				
Perturbaciones				

- Un mapa en formato A3 de cada localidad sujeta a la aplicación de la NTCSE (sólo un esquema para el caso de generadoras), ubicando sólo los puntos de medición seleccionados aleatoriamente y utilizando los siguientes colores de identificación:

Tensión BT : Anaranjado  
 Tensión MT/AT/MAT : Celeste  
 Perturbaciones MT/AT/MAT : Negro  
 Perturbaciones barras BT : Verde

Si las localidades son pequeñas se podrán agrupar en un mapa A3 varias localidades, pudiendo el OSINERG solicitar el cambio de agrupación.

- El cronograma de mediciones, sellado y firmado por el funcionario de la Suministradora debidamente designado para el efecto. Los formatos para la remisión de esta información impresa se muestran en el Anexo T1, el cual se dejará de remitir una vez que la base de datos de los suministros en BT sea completada por el Suministrador.
- d) Deberá cuidarse que la selección aleatoria de los puntos de suministro en MAT, AT y MT a medirse, se realice sólo entre puntos no medidos. El Suministrador repite el proceso una vez que haya completado la medición de todos los puntos.
- e) Para la selección aleatoria de los puntos de medición, debe depurarse los suministros que por alguna razón se encuentren en corte.
- f) Según la Décimo Cuarta Disposición Final de la NTCSE dada mediante el D.S. 013-2000-EM, las mediciones deben llevarse a cabo en las condiciones que tenían las instalaciones durante las veinticuatro (24) horas anteriores al momento de selección de los puntos o lugares de medición; por lo tanto una vez establecido el cronograma de mediciones, el Suministrador no podrá efectuar cortes de servicio por ningún motivo en los puntos seleccionados para su medición, hasta que ésta haya finalizado.
- g) Para el caso de baja tensión, el número de puntos de control de la tensión se calcula en base al total de clientes BT sujetos a control atendidos por la empresa distribuidora, luego se prorratea para cada una de las localidades en función al número de sus clientes, para finalmente seleccionarlos aleatoriamente en forma proporcional al tipo de suministro (trifásico/monofásico), excluyendo los alimentadores en BT donde se haya registrado anteriormente un punto de suministro con mala calidad de tensión aún no superada por el Suministrador.
- h) Los puntos de control de perturbaciones en barras de salida BT de subestaciones MT/BT, se seleccionan aleatoriamente entre todos los alimentadores BT donde mediante monitoreo se haya encontrado presencia de flicker y/o armónicas, completando la muestra en caso de resultar necesario con la selec-



ción aleatoria entre los alimentadores BT donde no se haya monitoreado o registrado anteriormente presencia de flicker.

- i) El OSINERG podrá modificar o sustituir en cualquier momento el cronograma de mediciones y/o la selección de puntos de medición, según lo establecido en el numeral 5.5.1 de la NTCSE.
- j) Sólo en caso de presentarse impedimentos en el momento de la instalación de un registrador en un punto de suministro en BT, el Suministrador puede proceder a instalarlo en un punto alternativo próximo y que pertenezca al mismo alimentador en BT al que pertenece el punto originalmente seleccionado en forma aleatoria. En casos que no sea posible identificar o ubicar un suministro alternativo en el mismo alimentador, se podrá seleccionar un suministro de otro alimentador de la misma subestación.
- k) Seleccionados los puntos a medirse, las coordinaciones y los trabajos de instalación y/o montaje que se requieran para llevar a cabo la medición, son de exclusiva responsabilidad del Suministrador.
- l) El concepto de puntos alternativos no es aplicable para mediciones en MT o SED, repetición de mediciones fallidas o remediciones para levantar la mala calidad detectada en anterior medición, las que deben efectuarse de todas maneras en los puntos seleccionados. Cuando por razones excepcionales no puedan efectuarse estas mediciones por negativa expresa del cliente se deberá declarar tal medición como fallida y comunicar de inmediato al OSINERG lo sucedido, vía correo electrónico o fax. El OSINERG establecerá contacto con el usuario a fin de que permita realizar la medición, de no lograr su cometido asignará a un fiscalizador a fin que él determine en el campo el suministro o punto en la red donde se efectuará la medición, tal medición suplirá para todos sus efectos a la medición no efectuada.
- m) Las remediciones se realizan en los puntos donde mediante mediciones efectuadas en campañas anteriores se haya detectado mala calidad del producto, y tienen como fin verificar la correcta solución al problema detectado con la anterior medición y consiguiente suspensión de las compensaciones mensuales. Estas se consideran como mediciones adicionales a los programas regulares de medición, conforme lo especificado en la Segunda Disposición Final de la NTCSE.
- n) Para los casos de repetición de mediciones fallidas o remediciones para levantar mala calidad detectada en medición anterior, en las posiciones 4/5 y 6/7 del número identificador se mantiene respectivamente los dos últimos dígitos del año y los dos dígitos del mes en que se cronogramó originalmente la medición.
- o) En la posición 13 del número identificador deberá consignarse el código "F" para identificar una repetición de medición "fallida" (ver Anexo N° 4 de la Base Metodológica). Si la medición fallida corresponde a una remedición para levantar la mala calidad, deberá mantenerse el código "X".
- p) En la posición 13 del número identificador deberá consignarse el código "X" para identificar la REMEDICIÓN en un punto donde se detectó "mala calidad" mediante medición anterior. Cuando una medición resulte fallida, tal medición, para todos sus efectos, seguirá siendo considerada como remedición, por lo tanto, el código "X" deberá mantenerse hasta que se supere la mala calidad. En la posición 14 se consigna un "1" si es la primera remedición, "2" para la segunda, etc. (ver Anexo N° 4 de la Base Metodológica).
- q) Mientras no se realice la calificación del tipo de servicio (urbano-rurales y/o rurales) según lo establece la NTCSE, el tipo de servicio a consignarse a

los puntos seleccionados se realiza en concordancia a lo establecido en la R.D. N° 101-97 EM/DGE y Resolución N° 022-97 P/CTE.

- r) Toda medición debe ser debidamente cronogramada, para ser considerada válida o fallida, según el respectivo anexo especificado en la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE; ya sea que se trate de puntos básicos (seleccionados aleatoriamente), requeridas por OSINERG, repetición de mediciones fallidas de la campaña anterior o remediciones para levantar una mala calidad detectada en medición anterior. Toda medición que se reporte sin haber sido debidamente cronogramada, excepto los puntos alternativos, será desestimada.
- s) Si se desea realizar mediciones adicionales, éstas también deben estar incluidas en el cronograma y reciben el mismo tratamiento que cualquier otra medición. Es decir todas deben ser reportadas, y por las que resulten de mala calidad se efectuarán las compensaciones a todos los suministros afectados.
- t) Las mediciones en proceso o pendientes que, al cierre de la entrega de los cronogramas regulares de mediciones de TENSION Y PERTURBACIONES para el siguiente período de control, resulten "FALLIDAS" deben cronogramarse en un archivo informático adicional y las que resulten de "MALA CALIDAD" podrán incluirse en este cronograma adicional.

Dicho cronograma adicional se remitirá en dos tablas informáticas (una para la tensión y otra para las perturbaciones) que deben guardar las siguientes condiciones:

- Los nombres de los archivos para las mediciones "FALLIDAS" y/o "REMEDICIONES POR MALA CALIDAD" detectadas con posterioridad al cierre de la entrega de los cronogramas regulares, serán:

xxxAaa/mm.ATE → para TENSION  
xxxAaa/mm.APE → para PERTURBACIONES

donde:

xxx.... código de identificación de la empresa.  
A..... siempre la letra A

aa..... dos últimos dígitos del año  
mm..... identificación del mes, según orden del mes: 01, 02, 03..... 12

- Cada uno de estos archivos adicionales podrá enviarse una sola vez para cada campaña de medición y podrán incluirse aquellas mediciones que resultaron fallidas o de "mala calidad" detectadas anteriormente.
- La fecha de cierre de recepción de dichas tablas adicionales, será el día diez (10) de cada mes. Además se adjuntará el respectivo anexo T1.

- u) Se admite una demora no mayor a un (01) día para la instalación del equipo registrador, con respecto a la fecha programada para su instalación especificada en el campo 3 del anexo N° 5 de la presente Base Metodológica. En caso el registrador sea instalado antes de la fecha programada, la validez de los intervalos registrados se considera desde las 00:00 horas del día programado.

#### 4.1.3.- REPORTE DE RESULTADOS.

- a) Con excepción de la frecuencia, el suministrador dentro de las siguientes dieciocho (18) horas de finalizada la medición o retirado el registrador de cada punto medido, remite al OSINERG vía FTP, el archivo de la medición en formato del propio equipo (información primaria sin procesar), conjuntamente con el reporte de mediciones efectuadas, según las dos Tablas Informáticas que se detallan en el Anexo N° 6. Estas Tablas se actuali-

zan durante la campaña de mediciones, cada vez que se remite archivos de mediciones en formato propio de equipo.

- b) Los archivos en formato propio de equipo, podrán ser recabados nuevamente de los propios equipos de medición por el fiscalizador del OSINERG, en la oportunidad del retiro o instalación del equipo de un siguiente punto medido. El suministrador no debe borrar la memoria del equipo utilizado para la medición salvo razones justificadas las cuales deben, caso por caso, ser informadas a la autoridad.
- c) Los registros de medidores que de manera sincronizada con el equipo registrador, sean utilizados para el cálculo de compensaciones, también deben remitirse via FTP dentro del mismo plazo de finalizada la medición o retirado el equipo del punto medido. Para lo cual será necesario remitan con anticipación el software del respectivo medidor. Cuando la medición genere compensación y la determinación de la energía suministrada requiera más de un medidor, el generador debe enviar el archivo con los registros resultantes de dicha determinación conjuntamente con el informe consolidado.
- d) Las mediciones que resulten fallidas, también son remitidas al OSINERG, via FTP, en formato propio de equipo y dentro del mismo plazo de finalizada la medición o retirado el equipo del punto controlado.
- e) El coordinador de la operación en tiempo real del sistema interconectado o encargado de la operación en tiempo real del sistema aislado, dentro de las siguientes dieciocho (18) horas de finalizado cada día, remite via FTP al OSINERG la trama de medición de la frecuencia de cada uno de los puntos de control previamente designados en el respectivo sistema.
- f) El coordinador de la operación en tiempo real del sistema interconectado o encargado de la operación en tiempo real del sistema aislado, dentro de los siguientes tres días de finalizado el mes controlado, remite al OSINERG y a los integrantes del respectivo sistema, el reporte del control de la frecuencia (los archivos con extensión FFR y FCR del Anexo N° 7), en base a lo cual los suministradores elaboran y remiten al OSINERG su reporte de compensaciones (archivo con extensión CFR del Anexo N° 8). Dentro de los primeros 10 días calendario de finalizado el mes de control el generador debe comunicar en forma escrita a sus clientes el monto de la compensación.
- g) Dentro de los siguientes 20 días de finalizado el mes, el Suministrador hace llegar a OSINERG via FTP o en medio magnético, lo siguiente:
  - g1) El reporte de los puntos con mediciones y/o remediciones fuera de tolerancias, según las Tablas Informáticas que se detallan en el Anexo N° 7.
  - g2) El reporte de compensaciones según la estructura de las Tablas Informáticas que se detalla en el Anexo N° 8.
    - Este reporte debe incluir las compensaciones a todos los suministros que hayan resultado afectados con mala calidad del servicio eléctrico detectada mediante las mediciones del mes recientemente controlado y a todos los suministros afectados con mala calidad detectada en mediciones de campañas anteriores y que aún no haya sido superada.
    - Las compensaciones por mala calidad detectada mediante medición o remedición anterior y que aún no haya sido superada, se actualizan en función de la energía correspondiente al mes último a compensarse; pero en base a los intervalos de mala calidad

registrados en la respectiva medición o última remedición.

- Las compensaciones por mala calidad detectada, por una repetición de una medición fallida anterior, se calcularan desde el primer mes que resultó fallida, en base a los intervalos de mala calidad registrados y la energía correspondiente a cada mes por compensar, debiendo también reportarse en el Anexo N° 8.
  - Las compensaciones por tensión y frecuencia se reportan mensualmente según las Tablas Informáticas especificadas en el Anexo N° 8 consignando el monto de compensación en cada punto de entrega de suministro expresado en dólares y con cuatro decimales de aproximación.
  - Los archivos especificados en el Anexo N° 8 siempre deben ser remitidos al OSINERG, teniendo presente que en caso no exista mala calidad para alguna de las variables controladas, el respectivo archivo debe remitirse vacío. Para el caso específico de la tabla de resarcimientos sólo deben ser enviadas por las empresas que efectúen el resarcimiento en la oportunidad que se produzca tal resarcimiento.
  - Sólo durante la segunda etapa de aplicación de la NTCSE, dentro de los 20 días de finalizado el semestre cronológico respectivo, presentan un informe adicional sobre la liquidación semestral de compensaciones de tensión y frecuencia para cada punto de entrega de suministro, acompañando las respectivas Tablas Informáticas con la misma estructura especificada en el Anexo N° 8.
- b) En cumplimiento a lo señalado en el punto 5.4.8 de la NTCSE, dentro del mismo plazo, estos Reportes se complementan con un informe impreso denominado INFORME CONSOLIDADO DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO - MES....., conteniendo fundamentalmente información sobre: los puntos programados y los no considerados en la selección aleatoria, puntos medidos, explicación de las causas que originaron en cada caso la medición en puntos alternativos próximos, explicación de las causas que originaron cada caso de mediciones fallidas, justificación de cada incumplimiento de los plazos fijados para la ejecución de mediciones y la remisión de información al OSINERG, cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente entre todos los afectados con mala calidad por cada parámetro medido (tensión/ frecuencia/flicker/tensiones armónicas), medidas adoptadas por cada caso de remedición efectuada.
- i) Debe incluirse en el informe consolidado un cuadro resumen por cada uno de los tipos de mediciones efectuadas, bajo el siguiente formato:

i1) MEDICIONES TIPO BÁSICAS

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

NUMERO DE MEDICIONES DE TENSION EN "BT" EN PUNTOS PRÓXIMOS ALTERNATIVOS:

i2) MEDICIONES REQUERIDAS POR OSINERG

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

i3) REPETICIÓN DE MEDICIONES FALLIDAS

Parámetro	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Total
Tensión				
Perturbaciones				

## 4) REMEDICIONES PARA LEVANTAR MALA CALIDAD

Parametro	Baja Tension	Media Tension	Alta Tension	Total
Tension				
Perturbaciones				

- j) La información sobre distorsión por armónicas de tensión agrupadas por bandas de un punto porcentual y perturbaciones por flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad, pero correspondiente a cada medición fuera de estándares, se presenta según las Tablas Informáticas con extensión BAR y BFL respectivamente, que se especifican en el Anexo N° 6 de este documento.
- k) Deben formar parte del informe consolidado mensual, dos (2) mapas en formato A3 de cada localidad sujeta a la aplicación de la NTCSE (sólo un esquema para el caso de las generadoras), uno para ubicar las mediciones de tensión efectuadas y otro para ubicar las mediciones de perturbaciones efectuadas. En cada uno de estos mapas, las mediciones fallidas deberán ubicarse con puntos de color rojo, las de buena calidad de color verde y los de mala calidad de color amarillo. Si las localidades son pequeñas se podrán agrupar en un mapa A3 varias localidades, pudiendo el OSINERG solicitar el cambio de agrupación.
- l) Debe anexarse al informe consolidado mensual, copia de las planillas de medición debidamente firmadas y llenadas con todos los datos requeridos en el Gráfico N° 1 de esta Base Metodológica.
- m) En caso una solicitud de calificación de fuerza mayor se mantenga pendiente hasta después del respectivo reporte mensual de compensaciones por mala calidad del producto; agotada la vía administrativa declarándose infundada o improcedente, el Suministrador procede a efectuar las compensaciones pendientes, en la siguiente facturación. Asimismo actualiza de inmediato el respectivo reporte mensual de compensaciones incluyendo los clientes involucrados con estos casos, según la misma estructura de las Tablas Informáticas especificadas en el Anexo N°8.
- n) Para el caso de la compensación Generador - Distribuidor, el COES dentro de los siguientes 15 días calendario de finalizada cada medición donde se demuestra la existencia de una mala calidad del producto, y en base al respectivo análisis, informa al OSINERG y a las empresas involucradas, de manera sustentada y documentada, sobre la identificación del responsable de la mala calidad. Esta información será utilizada para efectos del resarcimiento correspondiente. En la tabla del anexo 8 con extensión RCP se registrará tales resarcimientos.

## 4.1.4.-EQUIPAMIENTO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO

## 4.1.4.1.-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 periodos 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, éstos 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.

## 4.1.4.1.1.- PARA EL CONTROL DE LA TENSION...

La variable medida es el valor eficaz verdadero (con armónicas incluídas) 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.

## 4.1.4.1.2.- 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<sup>-7</sup> segundos.

## 4.1.4.1.3.- 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.

#### 4.1.4.1.4.- PARA EL CONTROL DE LAS TENSIONES ARMONICAS...

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.

#### 4.1.4.2.- 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 periodos 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 matrix para efectuar las 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.- CALIDAD DEL SUMINISTRO.

##### 4.2.1.- CRITERIOS GENERALES.

Se indican a continuación algunos criterios que el suministrador tomará en cuenta en el registro, procesamiento de la información y determinación de las compensaciones relacionadas con la calidad del suministro eléctrico:

##### 4.2.1.1.- Interrupciones Monofásicas

De producirse interrupciones monofásicas y mientras que la suministradora no cuente con la vinculación usuario-red que permita identificar la fase real a la cual se haya relacionado cada uno de sus clientes, se considerará para los efectos del cómputo, que las citadas interrupciones involucran a la totalidad de los usuarios asociados a la red afectada, independientemente de las fases a las que estén conectados, quedando a cargo de la Suministradora la consecución de pruebas necesarias a fin de identificar en cada caso particular, los usuarios

que no hubieran resultado comprometidos por la interrupción a efectos de su exclusión del cálculo de las compensaciones.

##### 4.2.1.2.- Interrupciones por morosidad u otras causas

Las interrupciones relacionadas con domicilios de usuarios en situación de corte del suministro ordenado por la propia Suministradora como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por Ley, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de calidad del suministro.

##### 4.2.1.3.- Clientes con antigüedad menor a un semestre o dados de baja durante el semestre

La estimación de la energía a emplear por las Suministradora como base de cálculo para la determinación de la compensación por incumplimiento en los niveles de Calidad del Suministro prestada a usuarios con una antigüedad inferior a un semestre, será definida en función del consumo habido, proyectado para un periodo semestral.

Para el caso de suministros dados de baja se computará las interrupciones hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia. La energía semestral necesaria para el cálculo de la eventual compensación correspondiente, se determinará proyectando los valores de energía facturados con anterioridad a la fecha de baja del servicio.

##### 4.2.1.4.- Cuando un cliente cambia de suministrador de energía dentro de un semestre de control

Cada suministrador de energía, el antiguo y el nuevo, calculará por separado las compensaciones por calidad de suministro tomando las tolerancias de los indicadores respectivos en forma proporcional al número de meses en que suministraron el servicio eléctrico. En caso las tolerancias resultantes sean fracciones, se redondearán al entero superior. El antiguo suministrador compensará por su parte correspondiente en la última facturación que corresponda.

En caso los suministradores que atendieron al cliente en el semestre de control se pongan de acuerdo en compartir la compensación calculada como si el cliente hubiera sido abastecido por un único suministrador durante el periodo de control, el procedimiento del párrafo anterior podrá ser obviado.

##### 4.2.1.5.- Sistema de recepción de reclamos

Al ser una de las alternativas que el inicio de las interrupciones sea determinado por el sistema telefónico de reclamos, el suministrador deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato durante las 24 horas del día, y que la fecha y hora de recepción del reclamo por interrupción del suministro eléctrico quede registrado en forma automática, permitiendo que en cualquier momento sea auditado por el OSINERG. El suministrador deberá proporcionar, en el plazo más breve posible, copia de los registros a requerimiento del fiscalizador de OSINERG.

##### 4.2.1.6.- Modalidad de Compensación de Generador a Distribuidor por Mala Calidad de Suministro en un punto de entrega

Para los casos de compensación por interrupciones en un punto de entrega de suministro, de un generador o generadores a un distribuidor, donde son varios actores los responsables de la mala calidad del suministro; se procede de la siguiente manera:

- a) El COES dentro de los siguientes 15 días calendario de finalizada cada interrupción, y en base al respectivo análisis de falla, informa al OSINERG y a las empresas involucradas, de manera sustentada y documentada la identificación del integrante del sistema responsable de la indicada interrupción. Cuando una interrupción sea responsabilidad de más de un integrante del sistema, el COES determinará las responsabilidades, las que serán utilizadas para el cálculo del resarcimiento de las compensaciones que corresponda a dicha interrupción.

- b) Finalizado el semestre correspondiente, el generador o generadores responsables del suministro en el punto en cuestión, proceden a calcular la compensación por mala calidad del suministro y efectúan el pago de manera proporcional a lo estipulado en sus respectivos contratos, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que se hagan efectivos los resarcimientos que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

De acuerdo a lo especificado en la NTCSE, esta compensación se calcula mediante el siguiente algoritmo:

$$C = e \cdot [ERS / (NHS - \sum di)] \cdot D \cdot [1 + (N - N') / N + (D - D') / D]$$

Siendo:

C	: Compensación total del semestre por mala calidad del suministro
e	: Compensación unitaria especificada en la NTCSE.
$(ERS / (NHS - \sum di))$	: Potencia horaria promedio entregada en el semestre
ERS	: Energía registrada durante el semestre en el punto de entrega Generador - Distribuidor sin tomar en cuenta los clientes finales de las distribuidoras que son atendidos en el mismo nivel de tensión que el respectivo punto de entrega Generador - Distribuidor.
NHS	: Número de horas en el semestre
$\sum di$	: Total de horas de interrupción.
D	: Duración ponderada total en el semestre
N	: Número ponderado de interrupciones del semestre
$[1 + (N - N') / N + (D - D') / D]$	: Factor de proporcionalidad que determina la compensación en el punto de suministro, por transgresión de los estándares de calidad en el semestre.

- c) El resarcimiento de la compensación descrita en el párrafo anterior, debe ser asumido por el responsable debidamente identificado por el COES en función del número de interrupciones y la duración de las mismas que le corresponda. Este resarcimiento (Ci) se calcula según el siguiente algoritmo:

$$Ci = C \cdot [1/2 \cdot (Ni/N + Di/D) + Ni/N + Di/D] / [1 + (N - N') / N + (D - D') / D]$$

Siendo:

C	: Compensación total del semestre por mala calidad del suministro
$[1 + (N - N') / N + (D - D') / D]$	: Factor de proporcionalidad que determina la compensación en el punto de suministro, por transgresión de los estándares de calidad en el semestre.
$[1/2 \cdot (Ni/N + Di/D) + Ni/N + Di/D]$	: Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el suministrador "i" a transgredir las tolerancias de los indicadores.
Ni	: Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con un decimal de aproximación.
Di	: Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con dos decimales de aproximación.
N, D	: Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de entrega Generador - Distribuidor, en el semestre de control.
N', D'	: Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión del punto de entrega Generador - Distribuidor.

Cuando una interrupción sea responsabilidad de varios integrantes del sistema, primero se determinará el monto de resarcimiento que le corresponde a la interrupción utilizando la fórmula anterior y asumiendo que el responsable es un suministrador ficticio. Luego, se prorrateará el monto obtenido de acuerdo a las responsabilidades establecidas por el COES a que se refiere el párrafo "a" del presente numeral.

A los diez días calendario de finalizado el semestre, el Suministrador que será resarcido deberá entregar a los responsables de la interrupción el cálculo detallado de la energía no suministrada, con copia al OSINERG. Cuando alguna interrupción se produzca en la última semana del semestre controlado el plazo final para entregar la información será a los dieciocho (18) días calendario de finalizado el semestre, en este caso el plazo para la entrega del anexo 11-2 se extenderá por 5 días más.

#### 4.2.1.7.- Modalidad de Compensación de Generador a Distribuidor por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia

Para los casos de compensación por interrupciones asociadas a un rechazo de carga por mínima frecuencia, de un generador o generadores a distribuidor, se procede de la siguiente manera:

- a) El COES dentro de los siguientes 15 días calendario de finalizada cada interrupción, y en base al respectivo análisis de falla, informa al OSINERG y a las empresas involucradas, de manera sustentada y documentada sobre la identificación del responsable de la indicada interrupción.
- b) Finalizado el semestre correspondiente, el generador o generadores responsables del suministro afectado por este tipo de interrupciones en algún o algunos puntos de su red, proceden a calcular la compensación por mala calidad del suministro y efectúan el pago de manera proporcional a lo estipulado en sus respectivos contratos, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que se hagan efectivos los resarcimientos que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

De acuerdo a lo especificado en la NTCSE, esta compensación se calcula mediante el siguiente algoritmo:

$$C_{RC} = e \cdot E_i \cdot ENS_i$$

Siendo:

e	: Compensación unitaria especificada en la NTCSE.
$E_i$	: Factor de proporcionalidad definido por la Tabla 6-A de la NTCSE..
$ENS_i$	: Energía teóricamente no suministrada definido por las fórmulas 16-D y 16-E de la NTCSE.

A los cinco (5) días calendario de finalizado el mes, la Distribuidora afectada por el rechazo de carga entregará a la generadora la información, proporcionada por el sistema SCADA, de la duración individual de la interrupción ( $d_i$ ) por rechazo de carga en la línea o alimentador y la potencia suministrada ( $P_i$ ) por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga. A los diez (10) días de finalizado el semestre, la generadora entregará al distribuidor, con copia al OSINERG, el monto de la compensación por rechazo de carga ( $C_{RC}$ ).

- c) La compensación por cada interrupción, debe ser asumida por el responsable debidamente identificado por el COES mediante un resarcimiento. Este resarcimiento (Ci) se calcula según el siguiente algoritmo:

$$Ci = C_{RC} \cdot [(1/N_{RC}) + (d_i / D_{RC})] / 2$$

Siendo:

i	: Interrupción i
$C_{RC}$	: Compensación Total por rechazos de carga
$C_i$	: Resarcimiento por cada interrupción i
$N_{RC}$	: Número total de interrupciones
$d_i$	: Duración de la interrupción i (con dos cifras decimales de aproxim.)
$D_{RC}$	: Duración Total de interrupciones por rechazo de carga

#### 4.2.1.8.- Modalidad de Compensación del Distribuidor por las interrupciones asociadas al rechazo de carga por mínima frecuencia

La compensación a cada usuario por interrupciones asociadas a uno más rechazos de carga por mínima frecuencia durante el semestre controlado, se calcula según el siguiente algoritmo:

$$C_{UI} = C_{RC} \cdot E_{UI} / E_{TU}$$

Siendo:

- $C_{UI}$  : Compensación al usuario  $i$   
 $C_{RC}$  : Compensación Total por uno o más rechazos de carga  
 $E_{UI}$  : Energía suministrada al usuario durante el semestre controlado  
 $E_{TU}$  : Energía suministrada a todos los usuarios afectados durante el semestre controlado

Se debe efectuar un ajuste a este valor a fin que el íntegro de las compensaciones efectuadas por el generador al distribuidor sean trasladadas a los usuarios de la distribuidora. El proceso de este ajuste debe efectuarse con valores expresados en moneda nacional, mediante el siguiente procedimiento:

- 1° Se determina la compensación  $C_{UI}$  para cada cliente de la distribuidora, según la NTCSE y lo indicado en lo anterior del presente numeral. Luego se determina el total de compensaciones.
- 2° Se determina el factor de ajuste que resulta de dividir el total de compensaciones calculadas en 1° entre las compensaciones calculadas por el generador.
- 3° Los valores de compensación de cada cliente se corrigen con el indicado factor de ajuste y se fijan a dos decimales de aproximación. Luego se determina el nuevo total de compensaciones sumando sólo los valores significativos con los dos decimales de aproximación.
- 4° Se calcula la diferencia entre el total calculado por la generadora y el nuevo total calculado en 3°.
- 5° Se divide esta diferencia entre 0.01 para determinar el número de clientes ( $n$ ) a los que se debe agregar o disminuir 0.01 soles, para que finalmente no quede ningún saldo por distribuir. Este ajuste final de 0.01 soles se efectúa para los " $n$ " clientes ordenados de mayor a menor compensación individual calculada en 3°.

Los resultados finales expresados en dólares americanos con cuatro (4) cifras de aproximación, y con el mismo tipo de cambio monetario utilizado, son los que se reportan semestralmente al OSINERG según las Tablas Informáticas que se especifican más adelante.

#### 4.2.1.9.- Modalidad de Resarcimiento de las Transmisoras a las Generadoras ante interrupciones imputables a las primeras.

Cuando una interrupción afecte a uno o más puntos de entrega, si la transmisora es responsable por la interrupción, ésta deberá resarcir la compensación efectuada por el suministrador o suministradores en el(los) punto(s) de entrega afectados, tal y como se establece en el numeral 4.2.1.6, c).

#### 4.2.1.10.- Tipo de Cambio a Emplearse.

El tipo de cambio a utilizarse para hacer efectiva las compensaciones debe ser el valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norte América, determinado por el valor venta promedio (valor venta) calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros, cotización de oferta y demanda - tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplaza. Se tomará en cuenta el valor correspondiente al último día hábil del mes anterior al mes en que se hace efectiva la compensación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

#### 4.2.2.- PROGRAMACIÓN DE INTERRUPTIONES.

- a) Con anticipación no menor a cuarenta y ocho (48) horas el Suministrador hace llegar al OSINERG, la sustentación de la programación de interrupción del servicio para: i) expansión o reforzamiento de redes; o, ii) mantenimiento de redes, precisando la ubicación de las instalaciones donde efectuará las maniobras de interrupción, el resumen de actividades a desarrollar y el responsable de tales actividades, utilizando el formato del Anexo N° 9, archivo con extensión PIN. Se acompaña a tal archivo el documento que sustente la notificación a los clientes por afectarse con la interrupción. El suministrador entregará a requerimiento del fiscalizador, en un periodo no mayor a 24 horas, copia del plano del proyecto, además de toda la información relacionada al trabajo detallado.
- b) A fin de que las Distribuidoras puedan cumplir con el plazo de cuarenta y ocho (48) horas de notificación previa a sus clientes, la empresa Generadora debe notificar por escrito a su cliente Distribuidor de interrupciones programadas en un plazo anterior, no menor a setenta y dos (72) horas. Cuando una Transmisora es la causante de la interrupción programada, ella debe notificar a los generadores afectados en el plazo de noventa y seis (96) horas.
- c) Cuando el suministrador tenga que suspender la interrupción programada debe avisar a los usuarios de tal suspensión con anticipación. Caso contrario se considerará, para el cálculo de indicadores y compensaciones, como efectuada la interrupción programada, salvo aquellos eventos de naturaleza excepcional sustentados al OSINERG.
- d) En caso la duración de la interrupción resulte mayor a la programada, se considera como una sola interrupción ( $N=1$ ) pero con dos periodos de duración: el primero correspondiente al periodo programado con su ponderación respectiva (50% ó 25% según sea el caso) y el segundo por el periodo en exceso a lo programado como interrupción imprevista (100% de ponderación).
- e) La duración de las interrupciones programadas debe corresponder al trabajo o labor a realizar.
- f) Para efectos de la calificación de interrupciones, se considera como expansión o reforzamiento de redes, los trabajos que necesariamente requieran corte de servicio para la incorporación de nuevas instalaciones o cambio de componentes existentes cuya finalidad sea incrementar la capacidad original de las instalaciones de acuerdo a los requerimientos de la demanda. También se considera como reforzamiento de redes los cambios de tecnología cuya finalidad sea incrementar la confiabilidad original del sistema, siempre que a juicio de OSINERG merezca esta calificación.

#### 4.2.3.- REPORTE DE INTERRUPTIONES.

- a) Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado cada mes, el Suministrador remite vía FTP el reporte de detalle de las interrupciones según el formato del archivo con extensión RDI que se detalla en el Anexo N° 9, indicando la causa de la interrupción con el código correspondiente que figura en el ANEXO N° 10. Asimismo dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado cada trimestre el Suministrador remite vía FTP el reporte de las interrupciones de todos los suministros afectados según el formato del archivo con extensión RIN que se detalla en el Anexo N° 9, en cada registro se consigna la hora y fecha reales de inicio y fin de la interrupción, de cada suministro afectado.
- b) Dentro de los 20 días siguientes al semestre controlado, el Suministrador remite al OSINERG lo siguiente:

b1) Copia de los registros automáticos de interrupciones del semestre controlado, vía FTP o en medio magnético. Además del reporte semestral de las interrupciones por rechazo de carga según el formato del archivo con extensión RIM que se detallan en el Anexo N° 9.

b2) Mediante la Tabla Informática cuya estructura se describe en el ANEXO N° 11, el suministrador remite el Reporte de compensaciones a pagarse, a cada suministro afectado por mala calidad del Suministro. Se excluye los casos cuyas solicitudes de calificación como causal de fuerza mayor haya sido aprobada por el OSINERG o no haya agotado la vía administrativa.

b3) Conjuntamente con estos reportes, el Suministrador presenta un informe impreso sobre:

1. Resumen de las interrupciones acontecidas en el semestre de acuerdo, al siguiente formato:

Localidad*	Suministros MAT.AT.MT			Suministros BT		
	"N" Promedio*	"D" Promedio*	N° Sum. Afect.	"N" Prom.	"D" Prom.	N° Sum. Afect.

(\*) Para el caso de Generadoras estos campos corresponden a cada punto de entrega de sus Clientes

2. La relación de las interrupciones donde se solicitó la calificación de fuerza mayor, bajo el siguiente formato:

Item	N° oficina	Fecha del Oficio	Código Interrupción	Estado	N° Resolución
1					
2					
N					

Donde :

- N° Oficio : Número del oficio mediante el cual se solicitó la calificación.
- Fecha del Oficio : Fecha de recepción del oficio.
- Código de Interrupción : Código con el cual fue registrado en el anexo 9
- Estado : Si esta "Con Resolución" o "Pendiente de Resolución"
- Resolución : N° de Resolución de OSINERG donde se calificó la solicitud.

3. Un resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus clientes con montos totalizados y separados por localidades y nivel de tensión, bajo el siguiente formato:

Localidades*	Compensaciones Por NTCSE			Compensaciones Por LCE		
	BT	MT	AT/MAT	BT	MT	AT/MAT

(\*) Para el caso de Generadoras estos campos corresponden a cada punto de entrega de sus Clientes. Para el caso de Transmisoras corresponde a cada suministrador resarcido.

4. Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente entre todos los afectados. Para el caso de las Transmisoras, el detalle de los resarcimientos a efectuar.

5. Cuando se tenga compensaciones del tipo especificado en el numeral 4.2.1.4 de la presente Base Metodológica, remitir el cálculo detallado de la compensación a un Cliente.

Estos reportes se presentarán también en medio magnético, nombrando el archivo de acuerdo al siguiente formato: eeeEaaSx\_CL.xls. Donde:

- eee : Código de la empresa
- aa : Código del año
- x : Identificador del semestre (1 ó 2)

c) En caso una solicitud de calificación de fuerza mayor se mantenga pendiente hasta después del respectivo reporte semestral de compensaciones por mala calidad del suministro y agotada la vía administrativa declarándose infundada o improcedente, el Suministrador procede a efectuar las compensaciones pendientes, en la siguiente facturación y envía al fin del trimestre correspondiente, el o los archivo(s) de compensaciones, conteniendo la información actualizada sólo de los suministros afectados. Los nombres de los archivos son los que figuran en el anexo N° 9 para la información trimestral.

Asimismo envía un informe impreso donde contenga la relación de solicitudes de fuerza mayor que fueron declaradas como infundadas o improcedentes durante el trimestre que se actualiza.

El plazo para la entrega de los archivos de actualización vence el día 20 del mes siguiente de finalizado el trimestre.

**4.2.4.- EQUIPAMIENTO PARA EL REGISTRO AUTOMÁTICO DE INTERRUPCIONES**

- a) Debe permitir registrar el inicio y final de cada interrupción en cada una de las fases del punto controlado, en memoria circular no volátil capaz de almacenar por lo menos 5,000 eventos.
- b) En lo posible la identificación de las interrupciones debe ser independiente de niveles o umbrales de tensión, a fin de evitar se registren deficiencias en la calidad de la tensión como si se trataran de interrupciones.
- c) El equipo debe tener la facultad de operar con un reloj-calendario interno de precisión o sincronizado con equipos GPS; cuando su operación es con reloj-calendario el equipo debe permitir a través de su software actualizar la hora sin variar los registros almacenados en la memoria.
- d) Debe poseer puerto de comunicaciones para computadora o adaptabilidad de módem, que permita extraer los datos con alto nivel de inviolabilidad, ya sea localmente o remotamente respectivamente.

**4.3.- CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL**

**4.3.1. TRATO AL CLIENTE.**

Dentro de los 20 días calendario, posteriores a la finalización de cada mes evaluado, el Distribuidor presenta al OSINERG un reporte mensual, impreso y en hoja Excel, sobre "Estadística de Reclamos y Requerimientos / Consultas que no son Reclamos", donde se resumen los reclamos y requerimientos / consultas por rubros, según se detalla en el Anexo N° 12. El nombre del archivo Excel a transferirse será: eeeEaamm\_ANX12.xls, donde: eee= código de la empresa, aa= dos últimos dígitos del año, mm= mes.

Dentro de los 20 días calendario posteriores a la finalización de cada semestre evaluado, el Distribuidor presenta al OSINERG un reporte impreso y en hoja Excel el "Resumen Semestral de Calidad del Servicio Comercial" donde debe constar la cantidad de solicitudes sobre nuevos suministros, cambios de opción tarifaria, reconexiones y tiempos de atención complementado con información adicional de centros de atención, libros de observaciones y precisión de medida, de acuerdo al formato que se detalla en el Anexo N° 12A. El nombre del archivo Excel a transferirse será: eeeEaaSx\_ANX12A.xls, donde: eee= código de la empresa, aa= dos últimos dígitos del año, x=N° de semestre.

Así mismo dentro del mismo plazo, el Distribuidor remite al OSINERG via FTP o mediante medio magnético, los registros informáticos que se detallan a continuación y que se refieren sólo a los casos que excedieron los plazos establecidos en la NTCSE, para la atención de solicitudes por:

#### 4.3.1.1. Nuevas conexiones o ampliación de la potencia Contratada.

Una tabla informática de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 13, con información de las solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada, que excedieron los plazos máximos de atención que se precisan a continuación:

El Suministrador elabora y proporciona al Solicitante para su aceptación, el respectivo presupuesto de la conexión con información detallada del costo por materiales e instalación; o de ser el caso, se pronuncia sobre el proyecto y presupuesto presentado por el Solicitante, en los plazos máximos contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud, que se indican a continuación:

- Sin modificación de redes.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Hasta los 50 Kw	5 días calendario	7 días calendario
Más de 50 Kw	7 días calendario	21 días calendario

- Con modificación de redes incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Hasta los 50 Kw	10 días calendario	21 días calendario
Más de 50 Kw	15 días calendario	56 días calendario

- Con expansión sustancial y necesidad de proyecto de red primaria que incluya nuevas subestaciones y tendido de red primaria.

	Entrega del Presupuesto, elabora el proyecto y/o aprueba el proyecto	Ejecución (según NTCSE)
Cualquier potencia	25 días calendario	360 días calendario

Conjuntamente con el presupuesto, el Suministrador precisa los requisitos y condiciones que debe cumplir el interesado para proceder a la ejecución de obras para el nuevo suministro o ampliación de potencia.

#### 4.3.1.2. Reconexiones

Una tabla informática según formato que se detalla en el ANEXO N° 14, de todas las reposiciones de servicio que excedieron el "plazo máximo" señalado en el numeral 7.1.3 b) de la NTCSE, indicando la justificación del incumplimiento o retraso.

#### 4.3.1.3. Opciones tarifarias

Una tabla informática de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 15, de todas las solicitudes que excedieron los plazos máximos de atención, señalados en el numeral 7.1.3 c) de la NTCSE por "cambio de opción tarifaria", indicando la justificación del retraso o incumplimiento.

#### 4.3.1.4. Reclamos por Errores de medición/facturación y Otros reclamos

Un reporte en forma de tabla informática según formato que se detalla en el ANEXO N° 16, de todos los reclamos por Errores de medición/facturación y Otros reclamos que no han sido resueltos dentro de los treinta (30) días hábiles contados a partir de la recepción del reclamo, de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 033-99-EM.

El Suministrador mantiene un registro informático de todos los suministros corregidos por similitud con el error de medición/facturación reclamado, para ser mostrados al OSINERG cuando este organismo lo requiera.

### 4.3.2.- MEDIOS A DISPOSICIÓN DEL CLIENTE

#### 4.3.2.1. Libro de Observaciones

El suministrador remite al OSINERG hasta cuatro meses antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE, los respectivos "Libros de Observaciones" debidamente foliados e indicando en cada uno de ellos el Nombre y Código del "centro de atención comercial" donde estarán disponibles para que los clientes anoten sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. El nombre y código indicados, deben ser concordantes a los consignados en la Tabla de Sucursales o Centros de Atención, especificada en el Anexo I de esta Base Metodológica.

Estos libros luego de ser rubricados por el profesional que designe para el efecto la autoridad, serán devueltos al Suministrador a fin que entren en funcionamiento tres meses antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE.

#### 4.3.2.2. Facturas

El Suministrador prepara en forma mensualizada la información sobre su sistema de reparto de facturas, determinando los porcentajes de entrega a los 3, 6, 9, 12 y más de 12 días de la emisión, así como el tiempo promedio de entrega. Esta información conjuntamente con el(los) modelo(s) de facturas emitidas en el mes de enero y abril o julio y setiembre según el semestre que corresponda, y un ejemplar de las notas explicativas sobre los derechos de los usuarios y sus obligaciones como suministrador que fueron remitidas a los usuarios en cumplimiento de los numerales 3.1 f) y 7.2 a) iv de la NTCSE, se remite al OSINERG dentro de los siguientes 20 días del semestre evaluado.

#### 4.3.2.3. Registro de reclamos

El sistema informático definido en el numeral 7.2.3 b) de la NTCSE deberá estar diseñado y permanentemente actualizado para que, además de generar los reportes definidos en el numeral anterior 4.3.1 "Trato al Cliente" de esta base metodológica, permita mediante consultas y/o reportes efectuar el seguimiento de un pedido, solicitud o reclamo en particular, su solución y/o respuesta final al Cliente.

#### 4.3.2.4. Centros de atención telefónica / fax

Complementando lo establecido en el numeral 7.2.3 c) de la NTCSE, el sistema de atención telefónica / fax para atender reclamaciones por falta de suministro deberá estar capacitado para registrar la hora de inicio de una interrupción en concordancia con lo señalado en el numeral 6.1.11 de la misma norma. Este sistema de atención podrá ser auditado por el OSINERG en cualquier momento que lo requiera.

### 4.3.3.- PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA.

#### 4.3.3.1. Cronograma de Mediciones

Una semana antes de cada mes el Suministrador planteará al OSINERG para su aprobación, modificación y/o sustitución, el cronograma de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada". Toda inspección cronogramada debe ser efectuada y será tomada en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes.

Cuando por razones excepcionales no pueda efectuarse una inspección, el suministrador debe sustentar ante la autoridad la causa que motivó el impedimento, dentro de un plazo máximo de 48 horas pasada la fecha cronogramada. De ser aceptado el sustento, el OSINERG determinará el suministro de reemplazo, el mismo que deberá ser inspeccionado dentro de las 96 horas siguientes a la recepción de la comunicación enviada por el OSINERG.

El cronograma debe establecer un número de inspecciones diarias no menor a seis(6).



Este cronograma será presentado al OSINERG vía FTP o en su defecto, debidamente justificado, en medio magnético, según el formato que se detalla en el ANEXO N° 17.

Complementariamente, durante la segunda etapa de adecuación de la NTCSE, los Suministradores del servicio de distribución en BT remiten al OSINERG el cronograma de inspección mensual de precisión de la medida en forma impresa, sellado y firmado por el funcionario de la Suministradora debidamente designado para el efecto, según detalle mostrado en el Anexo T2. Este anexo se deja de usar cuando la base de datos de los suministros en BT sea completada y remitida al OSINERG.

Las fechas cronogramadas deben ser respetadas. En casos debidamente sustentados ante la autoridad, se admite una demora no mayor a un (1) día para la realización de la inspección, con respecto a la fecha programada. Cuando por solicitud expresa del cliente, se determine una fecha para la inspección que exceda la tolerancia de la fecha programada, se efectuará la inspección y se reportará el caso de manera sustentada en un informe mensual que será enviado en el mismo plazo que el establecido para el Anexo 18.

#### 4.3.3.2. Elección de la muestra

El Suministrador selecciona aleatoriamente la muestra de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada", de cada sistema eléctrico bajo su responsabilidad. De acuerdo a su parque de medidores, el Suministrador presentará al OSINERG una propuesta anual de estratificación de la muestra en función a: opción tarifaria, marca y modelo del medidor, y antigüedad del mismo. Esta propuesta será evaluada por el OSINERG quien propondrá las modificaciones que considere necesarias. En base a la estratificación aprobada se efectuará la selección aleatoria.

Deberá cuidarse que las inspecciones mensuales se seleccionen exceptuando los medidores inspeccionados en los cinco años anteriores; excepto en pequeñas localidades donde la totalidad de los medidores puedan inspeccionarse en un periodo menor, en cuyo caso se repite el proceso.

#### 4.3.3.3. De la Inspección

Se informará al usuario con un mínimo de cuarenta y ocho (48) horas de anticipación, el día y la hora de la inspección.

La inspección consta de la contrastación del equipo de medición y revisión de los elementos complementarios del mismo, tales como: reductores o transductores, dispositivos horarios, etc.

El suministrador llevará a cabo estas inspecciones en su concesión, a través de una o más empresas contratadoras, debidamente autorizadas por el INDECOPI; ante la imposibilidad de contar con empresas contratadoras, lo cual debe previamente sustentarse por escrito para la aprobación del OSINERG, el Suministrador podrá efectuar directamente con su personal y equipos certificados por el INDECOPI, la inspección y contrastación a que se contrae este numeral, sólo mientras subsista esta carencia de empresas contratadoras autorizadas.

La contrastación del medidor instalado se realiza con un medidor patrón, cumpliendo para las pruebas de contrastación de equipo de medición en el campo y verificación de su funcionamiento dentro del error porcentual admisible, lo establecido en la Directiva N° 001-97-EM/DGE "Contrastación de Medidores de Energía Activa y Reactiva", aprobada con Resolución Directoral N° 311-97-EM/DGE, las prescripciones aplicables de las normas metroológicas peruanas y a falta de éstas según las normas IEC (International Electrotechnical Commission). El medidor patrón y el equipo portátil de carga fantasma deberán estar debidamente certificados por el INDECOPI.

En puntos de suministro donde se aplica opciones tarifarias polinómicas, se contrasta por separado cada aparato de medición.

Por cada prueba realizada el Suministrador elabora un protocolo de inspección, según formato que se detalla en el Gráfico N° 2. Este protocolo debe ser firmado por el Cliente en señal de conocimiento, por lo que en caso de negativa se debe dejar constancia en el mismo protocolo.

Sólo para el caso de medidores electrónicos de alta precisión, el proceso de contrastación puede sustituirse mediante la instalación de un analizador de redes que registre la potencia activa, energía activa y/o reactiva durante un periodo de medición de siete (7) días continuos, considerándose para este caso una tolerancia permitida de error en la precisión de la medida de energía facturada, no mayor a la del medidor electrónico. Asimismo se debe verificar como parte de la inspección de este tipo de medidores, que el periodo de integración éste programado para 15 minutos.

Los resultados de estas mediciones serán remitidos al OSINERG vía FTP o en su defecto, debidamente sustentado, mediante medio magnético; dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al semestre controlado, en forma de la tabla informática que se detalla en el ANEXO N° 18.

### 4.4.- CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO.

#### 4.4.1.- CRITERIOS GENERALES.

- Para efectos de aplicación de la NTCSE, Vía Pública se refiere a todo lugar por el que pueden transitar vehículos motorizados, no motorizados y/o peatones sin ninguna restricción. Incluye las zonas especiales (intersecciones y derivaciones, paso para peatones, curvas, plazas, etc.)
- En lo referente al control de calidad del Alumbrado Público, debe tenerse presente que una vía pública puede estar conformada por una o más calzadas y, de ser el caso, la calzada puede incluir una o dos aceras.
- A su vez la calzada puede estar conformada por uno o más carriles de circulación vehicular de un solo sentido.
- Un vano de alumbrado público, es la longitud de calzada con sus correspondientes aceras, comprendida entre dos puntos luminosos dispuestos longitudinalmente. Cada uno de estos vanos se identificará con el código del poste inicial y el código del poste final del vano.
- La calidad del Alumbrado Público se evalúa por cada vano de calzada, es decir si alguno de los parámetros medidos, en la calzada o en las aceras, está fuera de estándares; se considera que el alumbrado público en dicho vano de calzada, es deficiente.
- El indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente I(%) se calcula para cada sistema eléctrico de la Concesión de Distribución, como la relación de la longitud total de vanos con alumbrado público deficiente y la longitud total de vanos medidos en el semestre.
- Para el cálculo de compensaciones, el equivalente en energía expresado en KWH, que el cliente paga en promedio por concepto de Alumbrado Público, al que hace referencia la norma, se determina mediante el siguiente algoritmo:

$$EAP = \sum PMP / \sum PMP$$

donde:

- EAP : Equivalente en energía expresado en KWH  
 $\sum PMP$  : Sumatoria de los pagos mensuales por concepto de alumbrado público, que efectúa el cliente, durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.  
 $\sum PMP$  : Sumatoria de los precios medios mensuales del alumbrado público, aplicados durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.

**4.4.2.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.**

- a) El Suministrador entrega al OSINERG una semana antes de cada mes correspondiente al semestre a controlar, el Programa de Mediciones Mensuales para el Control de la Calidad del Alumbrado Público, según la tabla informática que se detalla en el Anexo N° AP1.
- b) Mientras el suministrador no complete la base de datos correspondiente a las vías (ver parte final del Anexo N° 1) y la remita al OSINERG, complementariamente envía en forma impresa, sellado y firmado, el cronograma según lo detallado en el Anexo T3. Esta base de datos debe ser remitida al OSINERG en forma completa, a más tardar un mes antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE.
- c) En tanto no se determine estadísticamente la muestra representativa para el control de calidad del alumbrado público en su Concesión de Distribución, el suministrador selecciona mensualmente y aleatoriamente, la muestra a controlar en cada sistema eléctrico de su Concesión sujeto a la aplicación de la NTCSE, cuidando de abarcar en un mes no menos de 1/6% de la Longitud Total de las Vías que cuentan con servicio de alumbrado público en cada Sistema Eléctrico.

La longitud mensual medida no debe desviarse en más de  $\pm 10\%$  del tamaño de la muestra mensual. Finalmente, en el semestre debe completarse como mínimo el control del 1% de la Longitud Total de las Vías que cuentan con alumbrado público en la Concesión de Distribución.

- d) La muestra mensual se selecciona en función de la longitud total de cada tipo de vía, y en un solo tramo continuo por vía, debiendo cuidar que en la selección aleatoria se excluyan los tramos medidos en los dos últimos años.

**4.4.3.- EJECUCIÓN DE LAS MEDICIONES.**

- a) En caso se realice el control de la calidad de Alumbrado Público con equipamiento que implique obstrucción del tránsito vehicular, la suministradora tomará las previsiones de seguridad y efectuará con una anticipación no menor a tres (3) días las coordinaciones del caso con las autoridades locales para garantizar una correcta ejecución de las mediciones.
- b) La prueba técnica de medición propiamente se realizara en concordancia con la Norma DGE 016-T-2/1996, o la que la sustituya, y se elaborará un protocolo de medición donde conste por lo menos, la altura del poste, tipo de pastoral, tipo de luminaria, potencia de la lámpara, la identificación y ubicación de la vía, el tipo de alumbrado, tipo de vía, tipo de calzada, vano medido, hora y fecha de la medición, y los valores de los parámetros medidos.  
Para el control de la Norma, el suministrador entregará a requerimiento del fiscalizador, en un período no mayor a 48 horas, el flujo luminoso de la lámpara, marca de fábrica del artefacto, las vistas de planta y de corte de cada vano medido, además de toda la información que se requiera relacionada al tramo medido.
- c) Cuando no se puedan efectuar las mediciones en el tramo de vía seleccionado, el suministrador dentro de los dos (2) días de verificado el impedimento deberá solicitar al OSINERG la aprobación de la medición en un tramo de vía alternativo, adjuntando un informe sustentatorio donde se incluya el plano de ubicación geográfica y prueba fotográfica del tramo donde no se puede efectuar la medición, así como la ubicación y fecha prevista de medición en el tramo de vía alternativo, que debe ser de las mismas características del tramo originalmente cronogramado. OSINERG en un plazo máximo de tres (3) días de presentado el informe dará respues-

ta, vía correo electrónico, a la solicitud del suministrador, caso contrario el Suministrador efectuará la medición en el tramo alternativo.

**4.4.4.- REPORTE DE RESULTADOS.**

- a) Las suministradoras remitirán vía FTP dentro de los siguientes 20 días del mes controlado, un reporte según la Tabla Informática que se detalla en el Anexo N° AP2.
- b) Las suministradoras remitirán vía FTP dentro de los siguientes 20 días del semestre evaluado:
- Un reporte en forma de tabla informática conteniendo para cada Sistema Eléctrico, un sólo registro con la longitud total de los tramos medidos en el semestre, la longitud total de los vanos con mala calidad de alumbrado público y el indicador  $l(\%)$ , según formato que se detalla en el Anexo N° AP3.
  - Un reporte informático conteniendo las compensaciones a todos los usuarios del sistema eléctrico donde se comprobó la mala calidad del servicio de alumbrado público. La estructura de esta tabla informática se detalla en el Anexo N° AP4.
- c) El Suministrador complementa estos reportes con un informe escrito denominado INFORME DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO-SE-MESTRE....., que contenga los puntos complementarios indicados en el numeral 8.2.8 de la NTCSE.

**4.4.5.- MÉTODO DE MEDICIÓN.**

- a) El procedimiento de medición y evaluación de los parámetros de iluminancia y luminancia, debe seguir las recomendaciones estipuladas en las publicaciones: CEI N° 30-2 (TC-4.6) 1982 "Calculation and Measurement of Luminance and Illuminance in Road Lighting", IES LM-50/ 1985 "Guide for Photometric Measurement in Roadway Lighting Installations", y ANSI-IES RP-8 1990 "Standard for Public Lighting".
- b) Mientras el método de medición a utilizar para la evaluación del alumbrado público, no se determine mediante alguna Norma, las empresas utilizarán el método cuyos resultados sean más aproximados al método que estuvo vigente antes de la publicación del D.S. N° 040-2001-EM.

**4.4.6.- REQUISITOS MÍNIMOS QUE DEBE CUMPLIR EL EQUIPAMIENTO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO.**

- a) Los equipos de medición de la iluminancia deben cumplir los siguientes requisitos:
- Alta sensibilidad
  - Corrección efectiva del coseno hasta un ángulo de  $80^\circ$ .
  - Corrección efectiva de color según la curva de eficiencia espectral de la CEI  $V(\lambda)$  (Comisión Internacional de Electricidad).
  - El coeficiente de sensibilidad con la temperatura, deberá ser despreciable dentro del rango de operación normal de temperatura.
  - Suspensión que permita ajustar la horizontalidad.
  - Precisión no menor del  $\pm 2\%$ .
- b) La medición de la luminancia debe efectuarse con un luminancímetro, cuyo ángulo de medición no sea mayor de 2 minutos vertical y entre 2 y 20 minutos horizontalmente. El instrumento debe ser sensible a mediciones de luminancia de cerca de  $0.1 \text{ cd/m}^2$  con un error no mayor de  $\pm 2\%$ .

**ANEXO N° 1**  
**ESTRUCTURA DE LAS TABLAS DE LA BASE DE DATOS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL**  
**SERVICIO ELÉCTRICO**

**SUMINISTROS BT**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCION
4	ALFANUMERICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
5	ALFANUMERICO	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
6	ALFANUMERICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
7	ALFANUMERICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
8	ALFANUMERICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
9	ALFANUMERICO	05		OPCION TARIFARIA
10	ALFANUMERICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
11	ALFANUMERICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
12	ALFANUMERICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
13	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
14	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL (KV)
15	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SUBESTACION MT/BT o AT/BT
16	ALFANUMERICO	07		CODIGO ALIMENTADOR BT
17	ALFANUMERICO	02		TIPO DE SERVICIO: U=urbano; R=rural; UR=urbano-rural
18	ALFANUMERICO	03		FASES DE ALIMENTACIÓN: RN, SN, TN, RS, ST, RT, RST, 3N
19	ALFANUMERICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO INMEDIATO ANTERIOR
20	ALFANUMERICO	01		LETRA O NÚMERO, DEL PUNTO DE SUMINISTRO COMUN

Nombre del archivo: SUMINBT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

INEI: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

**SUMINISTROS MT**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMERICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
4	ALFANUMERICO	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMERICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
6	ALFANUMERICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
7	ALFANUMERICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
8	ALFANUMERICO	05		OPCIÓN TARIFARIA
9	ALFANUMERICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
10	ALFANUMERICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
11	ALFANUMERICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
12	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
13	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL (KV)
14	ALFANUMERICO	07		CÓDIGO DE LA SET
15	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE SECCION DE LINEA o ALIMENTADOR MT
n	ALFANUMERICO	07		CÓDIGO DE SECCIÓN DE LÍNEA o ALIMENTADOR MT

Nombre del archivo: SUMINMT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

## SUMINISTROS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
4	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
6	ALFANUMÉRICO	09		TELEFONO (si tuviera)
7	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DEL SUMINISTRO
8	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
9	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
10	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACION DEL MEDIDOR
11	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
12	NUMÉRICO	03	2	TENSION DE ENTREGA (KV)
13	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET
14	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LINEA AT ALIMENTADORA
.	.	.		
n	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA AT ALIMENTADORA

Nombre del archivo: SUMINAT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

## SUMINISTROS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
4	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
6	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
7	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DEL SUMINISTRO
8	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
9	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
10	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACION DEL MEDIDOR
11	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
12	NUMÉRICO	03	2	TENSION DE ENTREGA (KV)
13	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
14	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA MAT ALIMENTADORA
.	.	.		
n	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA MAT ALIMENTADORA

Nombre del archivo: SUMINMAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

## ALIMENTADORES BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SUBESTACIÓN MT/BT
4	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DEL ALIMENTADOR BT
5	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL (KV)

Nombre del archivo: ALIME\_BT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

## SUBESTACIÓN (SED) MT/BT o AT/BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCION EN CUYA AREA SE ENCUENTRA LA SUB ESTACION
4	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SUB ESTACION MT/BT
5	ALFANUMERICO	35		NOMBRE DE LA SUBESTACION MT/BT
6	ALFANUMERICO	30		DIRECCION DE LA SUB ESTACION
7	ALFANUMERICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
8	NUMERICO	03	2	TENSION NOMINAL BT(KV)
9	NUMERICO	03	2	TENSION NOMINAL MT(KV)
10	NUMERICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)
11	NUMERICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
12	NUMERICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
13	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SECCION DE LINEA o ALIMENTADOR MT, o Linea AT

Nombre del archivo: SED\_MBTB.XXX      XXX → Cód. Empresa suministradora

### SECCIONES DE LÍNEA o ALIMENTADORES MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SET
4	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SECCION DE LINEA o ALIMENTADOR MT
5	NUMERICO	03	2	TENSION NOMINAL MT (KV)

Nombre del archivo: ALIME\_MT.XXX      XXX → Cód. Empresa suministradora

### SUBESTACIONES SET

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SET
4	ALFANUMERICO	35		NOMBRE DE LA SET
5	ALFANUMERICO	30		DIRECCION DE LA SET
6	ALFANUMERICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
7	ALFANUMERICO	09		TELEFONO (si tuviera)
8	NUMERICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)
9	NUMERICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
10	NUMERICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
11	NUMERICO	03	2	TENSION NOMINAL DE BARRA 1 ( KV )
12	NUMERICO	03	2	TENSION NOMINAL DE BARRA 2 ( KV )
N	NUMERICO	03	2	TENSION NOMINAL DE BARRA n ( KV )

Nombre del archivo: SET.XXX      XXX → Cód. Empresa suministradora

Agregar campos cuantas barras existan en la SET.

### LINEAS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA LINEA AT
3	ALFANUMERICO	35		NOMBRE DE LA LINEA AT
4	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SET DE SALIDA
5	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SET DE LLEGADA
6	NUMERICO	03	2	TENSION NOMINAL DE LA LINEA AT (KV)

Nombre del archivo: LINEA\_AT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### LINEAS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA LINEA MAT
3	ALFANUMERICO	35		NOMBRE DE LA LINEA MAT
4	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SET DE SALIDA
5	ALFANUMERICO	07		CODIGO DE LA SET DE LLEGADA
6	NUMERICO	03	2	TENSION NOMINAL DE LA LINEA MAT (KV)

Nombre del archivo: LINE\_MAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### SISTEMAS ELÉCTRICOS

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	04		CODIGO DEL SISTEMA ELECTRICO
3	ALFANUMERICO	20		NOMBRE DEL SISTEMA ELECTRICO
4	ALFANUMERICO	04		Tipo de sistema: AMAY: Aislado Mayor (Pot. Inst. Generación > 5 MW) AMEN: Aislado Menor (Pot. Inst. Generación ≤ 5 MW) SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado
5	ALFANUMERICO	01		Código Sector Típico de Distribución : 1, 2, 3 ó 4
6	NUMERICO	5	2	Demanda Máxima en MW

Nombre del archivo: SISTEMAS.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### SUCURSALES O CENTROS DE ATENCIÓN

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCION
4	ALFANUMERICO	20		NOMBRE DE LA SUCURSAL O CENTRO DE ATENCION

Nombre del archivo: SUC\_CEAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### TABLA DE LOCALIDADES

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMERICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMERICO	04		CODIGO DEL SISTEMA ELECTRICO
3	ALFANUMERICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
4	ALFANUMERICO	20		NOMBRE DE LOCALIDAD
5	NUMERICO	07		Máxima Demanda en KW

Nombre del archivo: LOCALI.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

### TABLA DE UBICACIÓN RELEVADORES DE MÍNIMA DE FRECUENCIA

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	3		CODIGO DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA SEGUN ANEXO N° 3.
2	ALFANUMÉRICO	10		CODIGO QUE IDENTIFICA AL RELEVADOR
3	ALFANUMÉRICO	7		CODIGO DE LA SET. DONDE SE INSTALA EL RELEVADOR
4	ALFANUMÉRICO	7		CODIGO DE LINEA O ALIMENTADOR ASOCIADO AL RELEVADOR
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCION DEL SET

Nombre del archivo: RELEVAD.XXX

XXX → Cód. Empresa Distribuidora

### TABLA DE VÍAS

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	3		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA VIA (ASIGNADO POR LA DISTRIBUIDORA)
4	NUMÉRICO	01	0	NUMERO DE CARRILES: 1, 2, 3....., N
5	ALFANUMÉRICO	02		DENOMINACION DE LA VIA: AL = Alameda, AU = Autopista, AV = Avenida, CA = Calle, CR = Carretera, JR = Jirón, MA = Malecón, PS = Pasaje, PQ = Parque, OV = Ovalo, PL = Plaza, VE = Via Expresa. OT = Otros
6	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA VIA
7	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD DONDE COMIENZA LA VIA
8	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACIÓN GEOGRAFICA (UBIGEO) SEGUN INEI
9	NUMÉRICO	02	3	LONGITUD TOTAL DE LA VIA EN KM(sólo el tramo comprendido dentro de la zona urbana)
10	NUMÉRICO	10	0	CANTIDAD DE PUNTOS LUMINOSOS
11	ALFANUMÉRICO	03		Clase de zona: UMA= Urbano Mayor ; UMA= Urbano Menor UR1= Urbano Rural – Zona A ; URB= Urbano Rural – Zona B UR1= Urbano RURAL – Zona A-Subzona 2
12	ALFANUMÉRICO	02		CODIGO DE TIPO DE VIA (ver tabla de códigos de tipos de via)
13	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE TIPO DE ALUMBRADO

Nombre del archivo: VIASAP.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

#### CÓDIGOS DE TIPOS DE VIA

CÓDIGOS	DESCRIPCION
RE	Regional
SR	Subregional
EX	Expresa
AR	Arterial
CO	Colectora
LR	Local residencial
LC	Local comercial
LU	Local rural
PP	Pasaje peatonal y otros

#### CÓDIGOS DE TIPOS DE ALUMBRADO

I
II
III
IV
V

### CLIENTES LIBRES QUE PAGAN ALUMBRADO PÚBLICO(\*)

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3. QUE BRINDA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA LOCALIDAD DONDE SE UBICA EL SUMINISTRO
3	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3. QUE BRINDA EL SUMINISTRO AL CLIENTE LIBRE
4	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGUN CORRESPONDA
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
6	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
7	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO UBICACION GEOGRAFICA DE DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
8	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DEL SUMINISTRO

Nombre del archivo: CLILIBRE.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora que brinda el servicio de alumbrado público

(\*) Para control de compensaciones por concepto de Alumbrado Público

## ANEXO N° 2

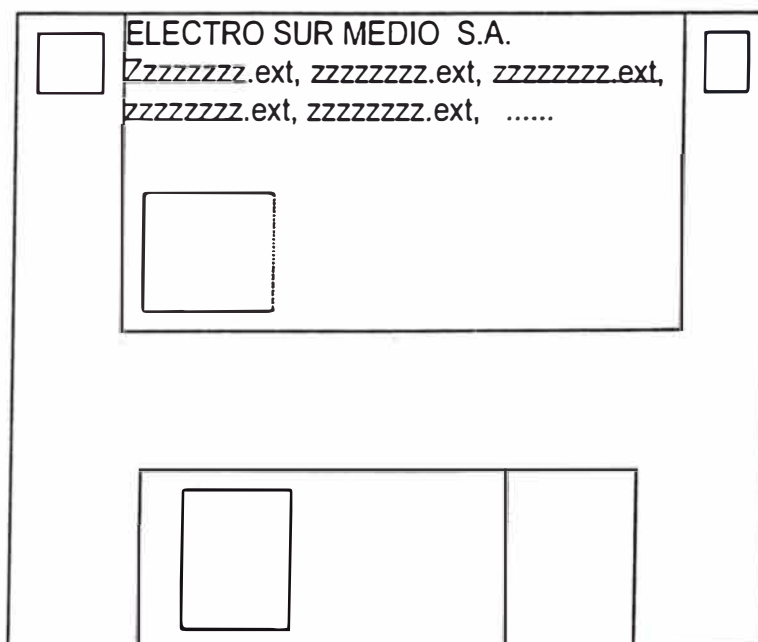
# Rotulación de Diskettes

---

En caso de usarse diskettes para la transferencia de información, se define a continuación algunas reglas a seguir por parte los Suministradores, para la rotulación de los mismos.

- 1) Con el diskette colocado en la posición tal que la ventana de acceso a la parte magnética este dirigida hacia abajo, escribir en la parte superior izquierda el nombre de la empresa suministradora.
- 2) El resto de etiqueta se deberá usar para colocar los nombres de archivos que contiene, incluir el punto decimal y la extensión (12 caracteres: xxxxxxxx.ext ), separados por comas.
- 3) Queda reservada la esquina inferior izquierda para uso interno del OSINERG.

Se muestra esquemáticamente un ejemplo:





## ANEXO N° 3

### Nombre de archivo a utilizar en los intercambios de datos

A efectos de uniformizar criterios para la transferencia de la información, ésta en principio se remite codificada en formato ASCII y el nombre de los archivos en la forma:

**XXXAXXXX.EXT**

#### Posiciones 1 al 3 Identificación de la Empresa suministradora

<b>ELP</b>	Electroperú	<b>EDN</b>	Edelnor	<b>EMP</b>	Emp. Mun. Paramonga
<b>EDG</b>	Edegel	<b>EDS</b>	Luz del Sur	<b>YAU</b>	Serv. Yauli-La Oroya
<b>ETV</b>	Etevenza	<b>ECA</b>	EDE Cañete	<b>ALB</b>	Albaco Ings. (Chao)
<b>EGN</b>	Duke Energy (Egenor)	<b>ESM</b>	Electro Sur Medio	<b>MPA</b>	Emp. Mun. Padre Abab
<b>EEP</b>	Emp. Eléctrica de Piura	<b>HID</b>	Hidrandina	<b>PAN</b>	Emp. Electro Pangoa
<b>EGM</b>	Egamsa	<b>ENO</b>	Electro Nor Oeste	<b>MAT</b>	Mun. Alto Trapiche
<b>EGA</b>	Egasa	<b>ELN</b>	Electro Norte	<b>MCV</b>	Mun. Campo Verde
<b>ENS</b>	Enersur	<b>SEA</b>	Soc. Eléc. Arequipa	<b>OYO</b>	Mun. de Oyón
<b>EGS</b>	Egesur	<b>ELS</b>	Electro Sur	<b>ETC</b>	Etecen
<b>TER</b>	Termoselva	<b>ESE</b>	Electro Sur Este	<b>ETS</b>	Etesur
<b>CNP</b>	Cem. Norte Pacasmayo	<b>ELC</b>	Electro Centro	<b>TRM</b>	Transmantaro
<b>CAH</b>	Emp.Gen. de Cahua	<b>EUC</b>	Electro Ucayali	<b>RDS</b>	Redes del Sur
<b>SHO</b>	Shougesa	<b>EOR</b>	Electro Oriente	<b>DEP</b>	Depolti
<b>EAN</b>	Electroandes	<b>RIO</b>	Serv. Eléc. Rioja	<b>SOU</b>	Southern Peru Limited
<b>SGB</b>	San Gaban	<b>EMU</b>	Emp.Munic.Utcubamba	<b>EPU</b>	Electro Puno
<b>CUR</b>	Curumuy	<b>CEV</b>	Cons. Eléc.Villacurí	<b>TRS</b>	Eteselva
<b>ATC</b>	G.E. Atocongo	<b>ETO</b>	Electro Tocache		

**Posición 4**

Siempre A

**\*Posición 5 y 6**

Identificación del año - los dos últimos dígitos del año: 98,99,00,01,.....

**\*Posición 7 y 8**

Identificación del periodo:

Para información mensual - Dos dígitos según orden del mes: 01, 02,...,11 y 12.

Para información trimestral - Identificación del trimestre: T1 , T2, T3 ó T4

Para información semestral - Identificación del semestre: S1 o S2

**Posición 9**

Punto decimal ( . )

**Posiciones 10-12**

Extensión: Tipo de información que contiene el archivo. Según extensión del nombre de archivo que se indica en cada Tabla Informática definidas más adelante.

Para el caso de la programación de interrupciones, formato con extensión **.PIN**, las posiciones 5 a la 8 se utilizarán para indicar la secuencia anual del reporte de programación, iniciándose desde 0001 hasta 9999.

**EMPRESA:**

<b>PLANILLA DE MEDICION</b>	N° IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

LOCALIDAD/SUC:	DEPARTAMENTO:	PROVINCIA :	DISTRITO:
----------------	---------------	-------------	-----------

**COLOCACIÓN - FECHA Y HORA:**

<b>DATOS DEL USUARIO</b>	
NOMBRE:	
DIRECCIÓN:	
CÓDIGO POSTAL:	
TELÉFONO:	
N° DE SUMINISTRO:	
TARIFA:	
TENSION DE SUMINISTRO:	

<b>TIPO DE PUNTO</b>		
SELECCIONADO	REMEDICION	RECLAMO
REPET. MEDICION FALLIDA	REQUERIDO POR OSINERG	
ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:		

TIPO DE SUMINISTRO	MONOFASICO	TRIFASICO	
PARAMETRO A MEDIR	TENSION	FLICKER	ARMONIC.

<b>TIPO DE SERVICIO:</b>			
URBANO	URB-RURAL	RURAL	

<b>REGISTRADOR INSTALADO:</b>	
MARCA:	
NUMERO:	

**OBSERVACIONES DE INSTALACIÓN:**

--

.....  
 INTERVINO POR EL OSINERG  
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....  
 USUARIO  
 FIRMA Y ACLARACIÓN  
 (No aplica para mediciones en Barras BT de SED's)

.....  
 INTERVINO POR EL SUMINISTRADOR  
 FIRMA Y ACLARACIÓN

**RETIRO - FECHA Y HORA:**

--

**OBSERVACIONES DE RETIRO:**

--

INTERVINO POR EL OSINERG  
 FIRMA Y ACLARACIÓN

USUARIO  
 FIRMA Y ACLARACIÓN  
 (No aplica para mediciones en Barras BT de SED's)

INTERVINO POR EL SUMINISTRADOR  
 FIRMA Y ACLARACIÓN

Nota: La firma del Usuario solo acredita haber tomado conocimiento de la medición

## Anexo N° 4

### Formación del N° IDENTIFICADOR

La siguiente codificación identifica cada una de las campañas de mediciones en forma univoca, con excepción de los campos 13 y 14 que variaran según corresponda:

POSICIÓN	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA
1 a 3	Empresa	Identificación de la Empresa Suministradora (según Anexo N° 3).
4 y 5	Año	Los dos últimos dígitos del año
6 y 7	Periodo	Dos dígitos según orden del mes: 01,02,.....,12 Para información semestral: S1 y S2
8	Tipo de medición	Identificación del tipo de medición ( un ALFANUMÉRICO ) 1...Medición de TENSION en puntos en MAT, AT, MT 2...Medición de TENSION en puntos en BT 3...Medición de PERTURBACIONES en puntos en MAT, AT, MT 4...Medición de PERTURBACIONES en BARRAS BT de SED 5...Mediciones de FRECUENCIA 6...Mediciones de PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA 7...Mediciones de ALUMBRADO PÚBLICO
9 a 12	LOCALIDAD	Código de Localidad.
13	Tipo de punto de medición	B ... seleccionado o básico A ...alternativo R ...reclamo F ...repetición de medición fallida O ...solicitado por OSINERG X...remediación
14	N° Medición	0 para primera medición 1, 2, 3,.....,8, 9, A, B, C,....., Z para sucesivas mediciones en el mismo punto hasta que la calidad sea aceptable

Ejemplo: ESM01032 NAZCX5

Donde:

ESM: Electro Sur Medio  
01: año 2,001  
03: mes de marzo  
2: medición de TENSION en BT  
NAZC: Código de Localidad  
X: remediación  
5: Quinta remediación.

# ANEXO "T1"

## CRONOGRAMA DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

### TENSIÓN

NOMBRE EMPRESA:

MES: MMMMMMMM / AA

PAG. XXX

#### CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : MAT, AT, MT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NÚMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CÓDIGO LÍNEA	CÓDIGO SET	TELF. USUA.	FECHA DE INSTALACION
<- 14pos ->	<- 10 pos ->	<- 8 pos ->	< 1 >	< 10 pos ->	< 5 >	20 pos	30 pos	< 7pos >	< 7pos >	< 9 pos >	DD/MM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN MA, AT, MT: .....9999											

#### CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : BT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NÚMERO SUMINIST	OPC TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CÓDIGO ALIM	CÓDIGO SED	TELF. USUA.	FECHA DE INSTALACION
<-14pos->	<- 10 pos ->	<- 8 pos ->	< 1 >	< 10 pos ->	< 5 >	< 2 >	< 2 >	20 pos	30 pos	< 7pos >	< 7pos ->	< 9 >	DD/MM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN BT: .....9999													

### PERTURBACIONES

MES: MMMMMMMM / AA

PAG. XXX

NOMBRE EMPRESA:

#### CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS : MAT, AT, MT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMB. DE LOCALIDAD	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	PAR MED	NÚMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado: Distrito, Provincia, departamento.	CÓDIGO LÍNEA	CÓDIGO SET	TELF. USUA.	FECHA DE INSTALACION
<-14 pos->	<-10 pos->	<- 8 pos->	< 1 >	< 2 >	< 10 pos ->	< 5 ->	20 pos	30 pos	<- 7 pos ->	<- 7 pos->	< 9 pos >	DD/MM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS MAT,AT,MT:.....9999												

#### CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE FLICKER Y ARMONICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE LOCALIDAD	TENSIÓN MT(VOLT)	TENSIÓN BT(VOLT)	TIPO PUNTO	PAR MED	SUB ESTACION MT/ BT (SED)		FECHA DE INSTALACION
						CÓDIGO	Dirección, distrito, provincia, dplo	
<-14 pos->	<-10 pos->	<-8 pos->	<-8 pos->	< 1 >	< 2 >	<- 7Pos->	30 pos	DD/MM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMONICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT.....999								

## ANEXO N° 5

### DISEÑO DE REGISTROS DE LOS CRONOGRAMAS DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO

#### TENSIÓN :

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.MTE
- Nombre del archivo: XXXAxxxx.ATE (para las mediciones adicionales)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	
3	Fecha de instalación del usuario	8	ALF	Ddmmaaaa día.mes año
4	Código de Tipo de trabajo para levantar la mala calidad (el más importante)	2	ALF	Sólo para casos de REMEDIO N: TP= Modificación topología RF= Reforzamiento de redes BA= Balance de cargas NC= Creación de Nuevos Centros de carga RT= Regulación de taps OT= Otros

#### PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMONICAS

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.MPE
- Nombre del archivo: XXXAxxxx.APE (para las mediciones adicionales)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	ALF	Según el caso
3	Parámetro a medir: F ; A ; FA	2	ALF	F=flicker; A=armónicas; FA= flicker y armónicas
4	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día.mes v año)

## ANEXO N° 6

### DISEÑO DE REGISTROS DE LOS REPORTES DE MEDICIONES EFECTUADAS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

- Nombre del archivo: xxxAxxxx.CCT → para Tensión
- Nombre del archivo: xxxAxxxx.CCP → para Perturbaciones

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número secuencial de la medición remitida en el MES	3	NUM	001. 002. ...., n
2	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
3	Nombre del Archivo que contiene la Información Fuente	25	ALF	Ej. XXXXXXXXXXXXXXXX . XXX
4	Número del Suministro medido o código de la S.E. de Distribución	10	ALF	Número del suministro MEDIDO o código de la SED
5	Tipo de Alimentación: MO, DN, DA, YA, YT	2	ALF	MO= monofásico, DN= Delta Normal DA= Delta Abierto, YA= Estrella neutro Aislado YT= Estrella neutro a Tierra YN= Estrella con neutro corrido
6	Número de Suministro al que REEMPLAZA	10	ALF	Sólo para casos de mediciones de TENSION BT en punto alternativo
7	Parámetro medido: TE, TP, FL, AR, FA o EN Para casos de archivos de medición independiente de la Energía)	2	ALF	TE= Tensión, TP= Tensión y Perturbaciones, FL= Flicker, AR= Armónicas, FA= Flicker y Armónicas o EN= Energía
8	Tensión de suministro(voltios)	7	NUM	BT → nominal; MT. AT y MAT → según contrato
9	Marca y modelo del equipo registrador	25	ALF	
10	Número de Serie del equipo registrador	15	ALF	
11	Factor de corrección: TENSION	4.3	NUM	Por transformador de medición de TENSION, Este factor multiplicará a lo registrado por el equipo para la evaluación del indicador de tensión, el cual guardará relación con la tensión de suministro (campo8).

12	Factor de corrección: CORRIENTE	4.3	NUM	Por transformador de medición de CORRIENTE. Este factor multiplicará a lo registrado por el equipo para la evaluación de la comoensación.
13	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día. mes y año)
14	Fecha de retiro del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día. mes y año)
15	Hora de retiro del equipo registrador	4	ALF	HHmm
16	Resultado de la medición	1	ALF	V= Válida F= Fallida
17	Presencia de Flicker (PST>1) sólo para el caso de mediciones de tensión BT	02	ALF	Si o No (dejar en blanco en caso de mediciones de perturbaciones o tensiones MT/AT/MAT)
18	Presencia de Armónicas (THD>5%) sólo para el caso de mediciones de tensión BT	02	ALF	Si o No (dejar en blanco en caso de mediciones de perturbaciones o tensiones MT/AT/MAT)
19	Observaciones de instalación / retiro	60	ALF	

## ANEXO N° 7

### DISEÑO DE REGISTROS DE LOS REPORTES DE MEDICIONES FUERA DE RANGO

#### TENSIÓN

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.FTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Cód. o número de suministro
3	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_1	3	N	Para V → 5% < ΔV ≤ 7.5%
4	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_2	3	N	Para V → 7.5% < ΔV ≤ 10%
5	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_3	3	N	Para V → 10% < ΔV ≤ 12.5%
6	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_4	3	N	Para V → 12.5% < ΔV ≤ 15%
7	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_5	3	N	Para V → 15% < ΔV ≤ 17.5%
8	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_6	3	N	Para V → ΔV > 17.5%
9	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_7	3	N	Para V → -7.5% ≤ ΔV < -5%
10	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_8	3	N	Para V → -10% ≤ ΔV < -7.5%
11	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_9	3	N	Para V → -12.5% ≤ ΔV < -10%
12	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_10	3	N	Para V → -15% ≤ ΔV < -12.5%
13	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_11	3	N	Para V → -17.5% ≤ ΔV < -15%
14	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_12	3	N	Para V → ΔV < -17.5%

#### PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMÓNICAS

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.FPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	ALF	Según sea el caso
3	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para DPF ≥ 1	4	N	Es decir cuando Pst ≥ 2
4	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para DPF < 1	4	N	Es decir cuando Pst < 2
5	ARMÓNICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando DPA ≥ 1	4	N	
6	ARMÓNICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando DPA < 1	4	N	

#### Nombre del archivo: xxxAxxxx.BAR (Reporte de Armónicas por Bandas de un Punto Porcentual)

Campo	Descripción	Long	Tipo	Observaciones
1	Número Identificador	14	ALF	Ver anexo N° 4
2	Código de suministro o SED	10	ALF	Número de suministro del cliente o código de la SED
3	Armónica Individual i o THD que excede las tolerancias	3	ALF	Un registro por cada Vi o "THD" que exceda tolerancias
4	Energía Total de la medición	10.3	N	Energía total suministrada kWh
5	Energía de intervalos exceden la tolerancia	10.3	N	Referido a la Armónica Individual i o THD
6	Cantidad de intervalos en rango 0% < Vi ≤ 1%	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia

7	Cantidad de intervalos en rango $1% < Vi \leq 2%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
8	Cantidad de intervalos en rango $2% < Vi \leq 3%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
9	Cantidad de intervalos en rango $3% < Vi$ o THD $\leq 4%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
10	Cantidad de intervalos en rango $4% < Vi$ o THD $\leq 5%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
N	Cantidad de intervalos en $(n-6)% < Vi$ o THD $\leq (n-5)%$	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia

**Nombre del archivo: xxxAxxxx.BFL (Reporte de Flicker en Bandas de 0.1 por unidad)**

Campo	Descripción	Long	Tipo	Observaciones
1	Número Identificador	14	ALF	Ver anexo N° 4
2	Código de suministro o SED	10	ALF	Número de suministro del cliente o código de la SED
3	Energía total de la medición	10.3	N	Energía total suministrada kWh
4	Energía de intervalos con $pst > 1$	10.3	N	Energía de mala calidad kWh
5	Cantidad de intervalos con $1.0 < Pst \leq 1.1$	3	N	
6	Cantidad de intervalos con $1.1 < Pst \leq 1.2$	3	N	
7	Cantidad de intervalos con $1.2 < Pst \leq 1.3$	3	N	
8	Cantidad de intervalos con $1.3 < Pst \leq 1.4$	3	N	
9	Cantidad de intervalos con $1.4 < Pst \leq 1.5$	3	N	
n	Cantidad de intervalos con $n/10 + .5 < Pst \leq n/10 + .6$	3	N	

## FRECUENCIA

• Nombre del archivo: XXXAxxxx.FFR

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código del punto controlado asignado por el respectivo COES o por el respectivo Encargado de la Operación en tiempo real del sistema aislado.	10	ALF	
3	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_1	4	N	Rango_1 $\rightarrow 0.6 <  \Delta f(\%)  \leq 1.0$
4	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_2	4	N	Rango_2 $\rightarrow 1.0 <  \Delta f(\%) $
5	Número de VARIACIONES SUBITAS	5	N	En el mes
6	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS $M_{VDF}$ (ciclos) en Rango_1 según corresponda :	2	N	* SEIN $\rightarrow 600 < M_{VDF} \leq 900$ * Sist. Eléc. Pot. Ins.Gen. entre 100 y 1000 MW $\rightarrow 900 < M_{VDF} \leq 1350$ * Sist. Eléc. Pot. Ins. Gen menor a 100 MW $\rightarrow 1200 < M_{VDF} \leq 1800$ * Sist. Aisl. Mayor $\rightarrow 1200 < M_{VDF} \leq 1800$
7	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS $M_{VDF}$ (ciclos) en Rango_2 según corresponda :	2	N	* SEIN $\rightarrow 900 < M_{VDF}$ * Sist. Eléc. Pot. Ins.Gen. entre 100 y 1000 MW $\rightarrow 1350 < M_{VDF}$ * Sist. Eléc. Pot. Ins. Gen menor a 100 MW $\rightarrow 1800 < M_{VDF}$ * Sist. Aisl. Mayor $\rightarrow 1800 < M_{VDF}$

• Nombre del archivo: XXXAxxxx.FCR

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código del punto controlado	10	ALF	

3	Tipo de Indicador	1	ALF	I=IVDF: S=Súbita: T= Sostenida
4	Fecha	10	DATE	Aaaa-mm-dd
5	Intervalo	8	TIME	HH:mm:ss HH: <15:00, 30:00, 45:00, 00:00 > para sostenida HH:mm:59 para súbita 23:59:59 para IVDF
6	Valor del Indicador	6.4	N	Transgresiones según D.S 013-2000-EM IVDF en ciclos Sostenidas en % Súbitas en Hz.

## ANEXO N° 8

### DISEÑO DE LOS REGISTROS DE REPORTE DE COMPENSACIONES

#### TENSIÓN

- Nombre del archivo: **XXXAXXXX.CTE** para reporte mensual
- Nombre del archivo: **XXXAxxSx.CTE** para reporte semestral (sólo en segunda etapa)

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Número del Suministro medido	10	ALF	Suministro medido fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente a compensar	10	ALF	Código o número del suministro del cliente a compensar.
4	Tipo de Energía: M= medida o E= evaluada	1	ALF	M: E ( E según 7ª. Disposición Final-NTCSE)
5	Energía Suministrada kWh	10.3	N	La energía corresponde al mes por el cual se compensa
6	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A1	10.3	N	Rango_A1 → $5.0 <  \Delta V_p(\%)  \leq 7.5$ (caso: Todo servicio) Rango_A1 → $7.5 <  \Delta V_p(\%)  \leq 10.0$ (caso: Red Sec.Rural BT)
7	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A2	10.3	N	Rango_A2 → $7.5 <  \Delta V_p(\%) $ (caso: Todo servicio) Rango_A2 → $10.0 <  \Delta V_p(\%) $ (caso: Red Sec.Rural BT)
8	Número de intervalos dentro del rango A1.	10	N	Rango_A1 → $5.0 <  \Delta V_p(\%)  \leq 7.5$ (caso: Todo servicio) Rango_A1 → $7.5 <  \Delta V_p(\%)  \leq 10.0$ (caso: Red Sec.Rural BT)
9	Número de intervalos dentro del rango A2.	10	N	Rango_A2 → $7.5 <  \Delta V_p(\%) $ (caso: Todo servicio) Rango_A2 → $10.0 <  \Delta V_p(\%) $ (caso: Red Sec.Rural BT)
10	Sumatoria de todos los valores de AP (cada valor de tensión con 2 decimales de aproximación)	10.2	N	
11	Monto de compensación al Cliente	7.4	N	En U.S. dólares.
12	Año	4	ALF	Año a que corresponde la compensación.
13	Mes	2	ALF	Mes a que corresponde la compensación (01, 02, ....., 11, 12) ó Semestre al que corresponde la compensación en el caso del reporte SEMESTRAL.



## PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMÓNICAS

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.CPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Número de Suministro medido o Código de Subestación de Distribución (SED) controlada	10	ALF	Número o código del punto medido fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente a compensar	10	ALF	Código o número de suministro del cliente a compensar.
4	Total energía entregada con FLICKER fuera de tolerancia cuando $DPF(r) \geq 1$	10.3	N	En kWh
5	Total energía entregada con FLICKER fuera de tolerancia cuando $DPF(r) < 1$	10.3	N	En kWh
6	Monto de compensación al Cliente por Flicker fuera de tolerancias	7.4	N	En U.S dólares ( por Flicker )
7	Total energía entregada con ARMÓNICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) \geq 1$	10.3	N	En kWh
8	Total energía entregada con ARMÓNICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) < 1$	10.3	N	En kWh
9	Monto de compensación al Cliente por Armónicas fuera de tolerancias.	7.4	N	En U.S dólares ( por Armónicas )

## FRECUENCIA

- Nombre del Archivo: XXXAxxxx.CFR para reporte mensual
- Nombre del Archivo: XXXAxxSx.CFR para reporte semestral (sólo en segunda etapa)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Código del punto controlado asignado por el respectivo COES o por el respectivo Encargado de la Operación en tiempo real del sistema aislado.	10	ALF	Código del punto con mediciones fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro del cliente a compensar
4	Energía Suministrada kWh	10.3	N	La energía corresponde al mes por el cual se compensa
5	Potencia Máxima suministrada Kw	10.3	N	La potencia corresponde al mes por el cual se compensa
6	Potencia máxima asociada a los intervalos donde se transgredió la tolerancia SÚBITAS	10.3	N	Solo aplicable para las generadores
7	Monto_1 : Compensación al Cliente por Variac. Sostenidas	7.4	N	En U.S dólares ( por Variaciones sostenidas )
8	Monto_2 : Compensación al Cliente por Variaciones Súbitas	7.4	N	En U.S dólares ( por Variaciones súbitas )
9	Monto_3 : Compensación al Cliente por Variac. Diarias	7.4	N	En U.S dólares ( por Variaciones diarias )
10	Monto total de compensación al Cliente por mala calidad de Frecuencia (Monto_1 + Monto 2 + Monto 3)	7.4	N	En U.S. dólares.

## TABLA DE RESARCIMIENTOS POR MALA CALIDAD DE PRODUCTO

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.RCP para reporte mensual
- Nombre del archivo: XXXAxxSx.RCP para reporte semestral (sólo en segunda etapa)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
-------	-------------	------	------	---------------

1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde el resarcimiento	4	ALF	Formato AAAA
3	Mes ó Semestre al que corresponde el resarcimiento	2	ALF	01, 02, 03,.....11, 12 → para el reporte mensual S1 o S2 → para el reporte semestral
4	Código del suministrador que recibirá el resarcimiento	3	ALF	Código según anexo N° 3 de la Base Metodológica
5	Resarcimiento al suministrador por mala calidad en Tensión	10.4	N	En U.S. dólares.
6	Resarcimiento al suministrador por mala calidad en Frecuencia	10.4	N	En U.S. dólares

## ANEXO N° 9 DISEÑO DE REGISTROS SOBRE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO

### DISEÑO DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES PROGRAMADAS

Nombre de archivo: xxxAxxxx.PIN (donde Axxxx se usará para secuencia de las interrupciones en un semestre)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Código o número asignado a la interrupción
3	Fecha programada de inicio de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
4	Hora programada de inicio de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
5	Código Tipo de Programación	1	ALF	M: Mantenimiento, E: Expansión o Reforzamiento de Redes.
6	Fecha programada de término de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
7	Hora programada de término de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
8	Aviso_1 de notificación al cliente	1	ALF	C= por Carta , P= por Periódico , T= por Televisión R= por radio , V= por volantes , O= por Otros medios
9	Fecha de la notificación al cliente	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
10	Aviso_2 de notificación al cliente (si se notificó usando más de un medio)	1	ALF	C= por Carta , P= por Periódico , T= por Televisión R= por radio , V= por volantes , O= por Otros medios
11	Fecha de la notificación al cliente	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
12	Ubicación de punto de interrupción programado	60	ALF	Dirección, localidad y denominación de la instalación en donde se efectuará el trabajo
13	Nombre del responsable	60	ALF	Responsable de los trabajos programados
14	Resumen de actividades	200	ALF	Ser lo más conciso posible teniendo en cuenta que se debe indicar las características de las instalaciones nuevas y de las que serán cambiadas
15	Sustentación Expansión/Reforzamiento	150	ALF	Detalle de las razones por las que consideran que tal interrupción es Expansión o Reforzamiento de redes

### REPORTE TRIMESTRAL DE INTERRUPCIONES

Nombre del archivo: xxxAxxTx.RIN

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Código o número asignado a la interrupción
3	Código de Subestación SET o SED	7	ALF	Código SET → cuando el suministro es MAT/AT/MT Código SED → cuando el suministro es BT
4	Número del suministro	10	ALF	Número del suministro del cliente afectado.
5	Tensión	3	ALF	MAT. AT. MT o BT
6	Fecha real de inicio de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
7	Hora real de inicio de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
8	Fecha real de término de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
9	Hora real de término de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
10	Código Ubicación Geográfica (UBIGEO) del suministro	6	ALF	Según tabla INEI

# REPORTE MENSUAL DE DETALLES DE INTERRUPCIONES

Nombre del archivo: XXXAxxxx.RDI

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Código de la empresa suministradora según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Código de la interrupción unívoca para cada interrupción.
3	Modalidad de detección		ALF	1 : Llamada telefónica 2: Revisión de registros de Calidad del Producto 3: Análisis de otro registro ( del cliente o suministrador ) T: Más de una modalidad A : Registro automático P : Cuando la interrupción es programada.
4	Código de tipo de interrupción	1	ALF	M: Mantenimiento, E: Expansión o Reforzamiento de Redes, P= Programado, N= No programado, R: Rechazo de carga
5	Con solicitud de Fuerza M	1	ALF	En blanco = No se solicitó ; F= se solicitó Fuerza M
6	Código de causa de interrupción	1	ALF	Ver tabla de Códigos de causa de interrupción
7	Fecha Inicio interrupción	8	ALF	DDMMAAAA
8	Hora de Inicio de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
9	Fecha Término interrupción	8	ALF	DDMMAAAA
10	Hora de Término de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
11	Fase o fases interrumpidas	3	ALF	R, S, T, RS, RT, ST o RST
12	Potencia Interrumpida Estimada	4.3	N	En Mw
13	Potencia no suministrada Estimada	8.3	N	En Mwh
14	Número de Suministros recibidos afectados	8.0	N	
15	Número de Clientes Libres afectados	5.0	N	
16	Código de localidad donde se originó la falla	7	ALF	No aplicable a generadoras ni transmisoras
17	Motivo señalado de la falla	50	ALF	Describir motivo de la falla
18	Localización de la falla	50	ALF	La SET, alimentador, etc

## TABLA SEMESTRAL INTERRUPCIONES POR MÍNIMA FRECUENCIA

Nombre del Archivo: XXXAxxSx.RIM

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año	4	ALF	Formato AAAA
3	Semestre	2	ALF	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Código del relevador	10	ALF	Código asignado al relevador
5	Energía Teóricamente No Suministrada (ENS <sub>T</sub> )	15.3	N	En Mwh
6	Número de Interrupciones por rechazo de carga en el semestre	4	N	
7	Duración Total de Interrupciones por rechazo de carga en el semestre	6.2	N	

## ANEXO N° 10 TABLA DE CAUSAS DE INTERRUPCIONES

CODIGO	DESCRIPCION
T	Terceros
S	Propias del suministrador
C	Fenómenos climáticos
B	Internas propias del usuario, (no compensables)
O	Otras causales

## ANEXO N°11-1

### TABLA DE COMPENSACIÓN SEMESTRAL POR MALA CALIDAD DEL SUMINISTRO

#### Por interrupciones en el punto de entrega

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CI1

Nombre del Archivo: xxxAxxTn.CI1 Para reporte trimestral (n= 1, 2, 3 ó 4) por actualizaciones de compensaciones

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	Formato AAAA
3	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número del suministro afectado
5	Código o Ubicación Geográfica UBIGEO del suministro	6	ALF	tabla INEI
6	Tensión de suministro (muy alta/alta, media o baja tensión)	2	ALF	MA; MT; BT
7	No. de interrupciones NO PROGRAMADAS	4	N	
8	No. de interrupciones PROGRAMADAS POR MANTENIMIENTO	4	N	No. De interrupciones en el semestre, sin ponderar
9	No. de interrupciones PROGRAMADAS POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO DE REDES	4	N	
10	Duración de interrupciones NO PROGRAMADAS	6.2	N	
11	Duración de interrupciones PROGRAMADAS POR MANTENIMIENTO	6.2	N	DURACIONES REALES en el semestre (en horas y decimales de hora), sin ponderar
12	Duración de interrupciones PROGRAMADAS POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO DE REDES	6.2	N	
13	Energía registrada en el semestre ERS	15.3	N	Ex resada en kWh.
14	Monto de compensación al Cliente por interrupciones en el punto de entrega	10.4	N	En U.S. dólares.
15	Monto de compensación Le de Concesiones	10.4	N	En U.S. dólares. acumulado en el semestre.

#### Por rechazo de carga

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CI2

Nombre del Archivo: xxxAxxTn.CI2 Para reporte trimestral (n= 1, 2, 3 ó 4) por actualizaciones de compensaciones.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	Formato AAAA
3	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Código del relevador	10	ALF	Código o número del relevador
5	Código del Suministro a compensar o código de distribuidora a compensar.	10	ALF	Distribuidoras: Código del suministro Generadoras: Código de Distribuidora (Llenar solo las 3 primeras posiciones)
6	Energía registrada en el semestre (ERS) del suministro	15.3	N	Solo para el caso de distribuidoras
7	Monto de compensación al Cliente por interrupciones por rechazo de carga.	10.4	N	En U.S. dólares.

## ANEXO N°11-2

### TABLA DE RESARCIMIENTOS POR MALA CALIDAD DEL SUMINISTRO

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CI3

Nombre del Archivo: xxxAxxTn.CI3 Para período trimestral n= 1, 2, 3 ó 4 actualizaciones de compensaciones

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	Formato AAAA
3	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Código del suministrador que recibirá el resarcimiento	3	ALF	Código según anexo N° 3 de la Base Metodológica
5	Resarcimiento al generador por interrupciones en un período de energía generador/distribuidor	10.4	N	En U.S. dólares.
6	Resarcimiento al generador afectado por Interrupciones RECHAZO DE CARGA	10.4	N	En U.S. dólares.
7	Resarcimiento al suministrador por Interrupciones a Clientes con el mismo nivel de tensión del punto de entrega generador/distribuidor	10.4	N	En U.S. dólares.

## ANEXO Nº 12

### ESTADÍSTICA MENSUAL DE RECLAMOS Y REQUERIMIENTOS / CONSULTAS QUE NO SON RECLAMOS

AÑO:

MES:

EMPRESA:

**1.) POR FORMA DE PRESENTACIÓN :**

Nº DE RECLAMOS PRESENTADOS				Nº DE REQUERIMIENTOS / CONSULTAS QUE NO SON RECLAMOS			
ORALES	ESCRITOS	TELEFÓNICOS	TOTAL	ORALES	ESCRITOS	TELEFÓNICOS	TOTAL

**2.) POR TIPIFICACIÓN**

**2.A.-) NÚMERO DE RECLAMOS**

RUBROS	PENDIENTES MES ANTERIOR	PRESENTADOS EN EL MES	TOTAL MES PEND+PRESENT	CONCILIADOS			CON RESOLUCIÓN					PENDIENTES / EN PROCESO	
				y/o ATENDIDOS DENTRO DE 3 DÍAS HÁBILES	DENTRO DE 11 DÍAS HÁBILES	ANTES DE RESOLUCIÓN	INADMISIBLE	FUNDADO	FUNDADO EN PARTE	INFUNDADO	IMPROCEDEN TE		
CORTE Y RECONEXIÓN													
COMPENSACIONES													
CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES													
CONSUMO EXCESIVO / EXCESO FACTURACIÓN													
DEUDA DE TERCEROS													
MEDIDOR MALOGRADO / DEFECTUOSO													
NUEVOS SUMINISTROS O MODIF. EXISTENTES													
RECUPERO													
POR COBRO REEMPLAZO MEDIDOR													
POR ALUMBRADO PUBLICO													
CALIDAD DE PRODUCTO Y/O SUMINISTRO													
RETIRO Y/O REUBICACIÓN INSTALACIONES													
INSTALACIONES DEFECTUOSAS / PELIGROSAS													
OTROS_1: .....													
OTROS_2: .....													
OTROS_3: .....													
OTROS													
<b>TOTALES :</b>													

**2B.- NÚMERO DE REQUERIMIENTOS / CONSULTAS QUE NO SON RECLAMOS**

RUBROS	PENDIENTES MES ANTERIOR	PRESENTADOS EN EL MES	TOTAL MES PEND+PRESENT.	SOLUCIONADOS DENTRO DE LAS 24 HORAS	SOLUCIONADOS ENTRE 24 Y 72 HORAS	SOLUCIONADOS MÁS DE 72 HORAS	RESPUESTA NEGATIVA/ ANULADOS	PENDIENTES
LÁMPARA APAGADA / ROTA / NO EXISTE								
POSTE/ LUMINARIA / PASTORAL DAÑADOS								
FALTA DE SERVICIO EN EL PREDIO								
FALTA DE SERVICIO EN EL SECTOR								
EMERGENCIAS								
SERVICIOS								
MODIFICACIÓN BASE DE DATOS								
PRESUPUESTOS								
SOBRE EL PROCESO DE FACTURACIÓN								
CONSULTAS / INFORMACIÓN								
OTROS_1: .....								
OTROS_2: .....								
OTROS_3: .....								
OTROS								
<b>TOTALES:</b>								

**ANEXO N° 12 A**  
**RESUMEN SEMESTRAL DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL**

**NOMBRE EMPRESA:**  
**TRATO AL CLIENTE**

**SEMESTRE: NN / AAAA**

	CASOS	PENDIENTES DEL SEMESTRE ANTERIOR	TOTAL RECIBIDOS	ATENDIDOS FAVORABLEMENTE				NO ATENDIDOS FAVORABLEMENTE				EN TRÁMITE		
				DENTRO DEL PLAZO MÁXIMO	EXCEDIDO EL PLAZO MÁXIMO	TIEMPO MEDIO DE ATENCIÓN	TOTAL	CLIENTE DESISTIÓ	CLIENTE NO CUMPLIÓ OBLIGACIONES	DESESTIMADOS	OTROS MOTIVOS		TOTAL	EN RECLAMO
1	NUEVOS SUMINISTROS O MODIFICACIÓN DE LA POTENCIA CONTRATADA:													
	- Sin modific. De redes, hasta 50 Kw					(en días)								
	- Sin modific. De redes, más de 50 Kw					(en días)								
	- Con modific. de redes, hasta 50 Kw					(en días)								
	- Con modific. de redes, más de 50 Kw						(en días)							
	- Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria...													
	<b>TOTAL :</b>													
2	CAMBIO OPCIÓN TARIFARIA:					(en días)								
	- Sin requerirse otro equipo de medición					(en días)								
	- Que requiere otro equipo de medición					(en días)								
	<b>TOTAL :</b>													
3	RECONEXIONES					(en horas)								



### CENTROS DE ATENCIÓN TELEFÓNICA / FAX PARA RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO

NÚMEROS TELEFÓNICOS / FAX, DE CADA CENTRO DE ATENCIÓN	NÚMERO DE LLAMADAS	TIEMPO MEDIO DE ATENCIÓN
(número_teléfono1; número_teléfono2; .....; número_teléfono_n)		(en minutos)

### LIBROS DE OBSERVACIONES

No.	CENTRO DE ATENCIÓN COMERCIAL	DIRECCION	No. Observ/Critic/Recl **
1	(nombre de cada centro o sucursal)		
.			
.			
N			

\*\* Número de Observaciones, críticas y/o reclamos anotados por los Clientes.

### PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

No. MES	MES	NÚMERO DE MEDICIONES	NÚMERO DE MEDICIONES QUE NO SUPERAN LÍMITES	NÚMERO DE MEDICIONES QUE SUPERAN LÍMITES	PORCENTAJE DE MEDICIONES QUE SUPERAN LÍMITES
1					
2					
3					
4					
5					
6					
<b>TOTALES:</b>					

## ANEXO N° 13

**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE SOLICITUDES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON LOS PLAZOS MÁXIMOS DE ATENCIÓN POR: INSTALACIÓN DE NUEVOS SUMINISTROS O AMPLIACIÓN DE POTENCIA CONTRATADA**

**Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCN**

CAMPO	DESCRIPCION	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Nombre del solicitante	35	ALF	
3	Dirección del predio	50	ALF	
4	Fecha de recepción de la solicitud (FECHA1)	8	ALF	DDMMAAAA
5	Tipo de solicitud: NUEVO Suministro (N) o AMPLIACIÓN de la Potencia Contratada (A)	1	ALF	N o A
6	Código de la solicitud, asignado por la distribuidora	10	ALF	
7	Calificación de la solicitud: Sin modificación de redes (S), Con Modificación (C) o con Expansión sustancial (E)	1	ALF	Según 7.1.3 a) de la NTCSE.
8	Potencia: nuevos suministros o ampliación ≤ 50 KW ..... (1) Para > 50 KW ..... (2)	1	ALF	1 ó 2
9	Fecha de notificación al Cliente de los requisitos para la instalación o ampliación (FECHA2)	8	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de cumplimiento de requisitos por el interesado (FECHA3)	8	ALF	DDMMAAAA
11	Fecha de puesta en servicio (FECHA4)	8	ALF	DDMMAAAA
12	Número de días en exceso sobre el plazo máximo de elaboración del presupuesto y proyecto (NDEP) NDEP=(FECHA2-FECHA1-Plazo máximo elaboración Ppto y Proy)	4	N	Plazos: ver numeral 4.3.1.1. de las Base Metodológica.
13	Número de días en exceso sobre el plazo máximo de ejecución (NDEE) NDEE=(FECHA4-FECHA3-Plazo máximo de ejecución)	4	N	Plazos: ver numeral 4.3.1.1. de las Base Metodológica
14	Observaciones (obligatorio) :	100	ALF	Indicar motivos del retraso

## ANEXO N° 14

**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE RECONEXIONES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN**

**Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCR**

CAMPO	DESCRIPCION	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Código del suministro	10	ALF	
3	Código del pedido de reconexión, asignado por la suministradora	10	ALF	
4	Fecha que Cliente cumple requisitos para reconexión	8	ALF	DDMMAAAA
5	Hora que Cliente cumple requisitos para reconexión	4	ALF	HHMM
6	Fecha DE RECONEXIÓN del servicio al Cliente	8	ALF	DDMMAAAA
7	Hora de RECONEXION del servicio al Cliente	4	ALF	HHMM
8	Número de horas en que se EXCEDIO la tolerancia	5	N	
9	Observaciones (obligatorio) :	100	ALF	Indicar motivos del retraso

## ANEXO N° 15

**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE SOLICITUDES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON LOS PLAZOS MÁXIMOS DE ATENCIÓN POR:**

### CAMBIO DE OPCIONES TARIFARIAS

**Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCC**

CAMPO	DESCRIPCION	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Número del suministro	10	ALF	
3	Fecha del anterior cambio de opción tarifa	8	ALF	DDMMAAAA
4	Fecha que Cliente SOLICITA cambio de opción tarifa (Fecha1)	8	ALF	DDMMAAAA
5	Código asignado a la solicitud de cambio	10	ALF	
6	Código de la opción tarifa anterior	5	ALF	
7	Código de la opción tarifa que solicita	5	ALF	
8	SI cambio REQUIERE otro equipo de medición, fecha de notificación al Cliente con requisitos para atender su solicitud (Fecha2)	8	ALF	DDMMAAAA
9	SI cambio REQUIERE de otro equipo de medición, FECHA que Cliente cumple las condiciones a que está obligado(Fecha3).	8	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de entrada en vigencia de opción la nueva opción tarifaria solicitada (Fecha4)	8	ALF	DDMMAAAA
11	Número de días en que se EXCEDIO el plazo máximo (NDE) -NO requiere otro equipo..NDE= Fecha4 – Fecha1 – Tolerancia1 -Si requiere otro equipo....NDE= (Fecha2 – Fecha1 – Tolerancia2) + (Fecha4 – Fecha3 – Tolerancia3)  Siendo : (Fecha2 – Fecha1 – Tolerancia2)=0 cuando Fecha2 – Fecha1 < Tolerancia2 (Fecha4 – Fecha3 – Tolerancia3)=0 cuando Fecha4 – Fecha3 < Tolerancia3	4	N	NDE= No. días de exceso. Tolerancia1 = 20 días Tolerancia2 = 7 días Tolerancia3 = 7 días
12	Observaciones (obligatorio) :	100	ALF	Indicar motivos del retraso

## ANEXO N° 16

**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE RECLAMOS CON RESPUESTA, QUE EXCEDIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN POR:**

### ERROR DE MEDICIÓN / FACTURACIÓN Y OTROS

**Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCX**

CAMPO	DESCRIPCION	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Número del suministro	10	ALF	
3	Fecha del RECLAMO	8	ALF	DDMMAAAA
4	Forma de presentación del reclamo: personalmente(P), escrito(E), por teléfono (T), fax (F), otros(O)	1	ALF	
5	Código del RECLAMO asignado por la distribuidora	10	ALF	Nº asignado al reclamo
6	Tipo de reclamo : E = error de medición/facturación ; O = otros	1	ALF	E o O
7	Descripción resumida del PETITORIO	100	ALF	
8	Fecha de RESOLUCION o RESPUESTA de la Distribuidora al cliente	8	ALF	DDMMAAAA
9	Número de resolución o de documento de respuesta	10	ALF	
10	Observaciones (obligatorio) :	100	ALF	Indicar motivos del retraso

## FORMATO PARA INSPECCIÓN DE MEDIDORES GRÁFICO N° 2

### EMPRESA:

#### 1 Datos del cliente

Nombre :	Número de suministro :
Dirección :	Tipo de suministro : <input type="checkbox"/> MO <input type="checkbox"/> TR
Fecha en que se notificó al cliente : dd/mm/aaaa	Teléfono :

#### 2 Fecha de realización de las pruebas

Fecha y hora de inicio :	dd/mm/aaaa	hh:mm	Fecha y hora de fin :	dd/mm/aaaa	hh:mm
--------------------------	------------	-------	-----------------------	------------	-------

#### 3 Datos del medidor a contrastar

Número del medidor :	Tensión de trabajo :
Marca y modelo :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Constante del medidor (rev/kWh) :	Clase de precisión :
Año de fabricación :	In medidor :

#### 4 Datos del medidor patrón

Número del medidor :	Tensión de trabajo :
Marca y modelo :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Constante del medidor (rev/kWh) :	Clase de precisión :

#### 5 Resultados de la contrastación del medidor

##### 5.1 Estado actual del medidor

Precintos alterados :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Precintos rotos :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Tapa de medidor roto :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Tapa de medidor opaca :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Luna visor rota :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Luna visor opaca :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Caja sin tapa :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Conexión directa :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Tapa de la caja en mal estado :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
Apreciación de conexiones :	<input type="checkbox"/> Buena	<input type="checkbox"/> Mala	<input type="checkbox"/> Regular
Estado del medidor ( Lectura del medidor ) :	9.999.999.999.99		
Parámetros a controlar :	<input type="checkbox"/> Energía Activa	<input type="checkbox"/> Energía activa y reactiva	

##### 5.2 Resultado de la contrastación

Verificación del periodo de integración( en caso de medidores electrónicos )	:	9.999.999
Verificación de la constante del medidor - rev/Kwh (Mediante el ensayo de la constante del medidor)	:	9.999.999
Verificación de la relación de transformación de los transductores ( en equipos con medición indirecta )	:	9.999.999
Desviación del dispositivo horario en minutos ( en equipos con conmutación horaria )	:	99.9
Verificación del aislamiento en Megohms	:	9.999.999
Verificación de la tensión de alimentación	:	9.999.99

Pruebas de precisión de medida (% de error) :	N° Ensayos			
	Condición	1 <sup>er</sup>	2 <sup>do</sup>	3 <sup>er</sup>
5% In				
100% In				
I máx				

Prueba en vacío (0,001 In) :	<input type="checkbox"/> Aprueba	<input type="checkbox"/> Desaprueba
Aprobó la inspección :	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO

6 OBSERVACIONES: .....

Firma representante Concesionaria	Firma representante contrastadora	Firma del usuario	Firma representante OSINERG (Opcional)
--------------------------------------	--------------------------------------	-------------------	---

## ANEXO N° "T2"

### CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES DE LA PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

**NOMBRE DE LA EMPRESA:**

MMMMMMMMMM/AAAA

PAG.XXX

NUMERO IDENTIFICAD	NOMBRE DE LOCALIDAD	NUMERO SUMINIS.	OPC. TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE o RAZON SOCIAL/ USUARIO	DIRECCION, DISTRITO, PROVINCIA, DPTO DEL SUMINISTRO.	TELEF. USUA	PROGRAM. TENTATIVO
XXX...XXX	XX...XX	XX...XX	XXXX	XX	XX	XXX.....XXXX	XXXXXXXX.....XXXXXX	XX...XX	dd/mm/aa
← 14 pos →	← 10 pos. →	< 10 pos >	<-5->	<-2->	<-2->	← 20 pos →	← 60 pos →	< 8pos >	← 8 pos →
TOTAL INSPECCIONES DE PRECISIÓN DE MEDIDA DE ENERGÍA .....999									

## ANEXO N° 17

### CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES PARA EL CONTROL DE LA: PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

• Nombre del archivo: **XXXAxxxx.MPR**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo No. 4
2	Número de suministro	10	ALF	
3	Fecha tentativa de la inspección	08	ALF	Ddmmaaaa (dia.mes y año)
4	Hora tentativa de la inspección	04	ALF	Hhmm( hora y minuto)

## ANEXO N° 18

### DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE MENSUAL, DE LAS INSPECCIONES EFECTUADAS PARA EL CONTROL DE LA: PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

Nombre del archivo: **XXXAxxxx.RPM**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o numero de suministro
3	Fecha de notificación al cliente. de la inspección de precisión	8	ALF	Ddmmaaaa (dia.mes y año)
4	Fecha de la Inspección	8	ALF	Ddmmaaaa (dia.mes y año)
5	Tipo de suministro : MO = monofásico ; TR= trifásico	2	ALF	MO o TR
6	Parámetro Controlado en la Inspección de Precisión	2	ALF	Energia Activa: A, Energia Activa y Reactiva: AR
7	CONSTANTE DEL MEDIDOR	10	ALF	Constante del medidor del Cliente
8	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR	20	ALF	Medidor del Cliente
9	NÚMERO DEL MEDIDOR	10	ALF	Número del medidor del Cliente
10	Año de fabricación del medidor	4	N	En medidores antiguos sin registro de año de fabricación se podrá utilizar el año de instalación, el mismo que deberá concordar con la Base de Datos.
11	Verificación de Constante del medidor	4.3	N	
12	Verificación relación de transformación de Transductores	4.3	N	En equipos con medición indirecta
13	Desviación del dispositivo horario en minutos	2.1	N	En equipos con conmutación horaria
14	Verificación Tensión de alimentación del medidor	4.2	N	Se indica el menor valor
15	Verificación Aislamiento (obligatorio) en megohms	4.3	N	Se indica el menor valor
16	Apreciación Conexiones	1	ALF	B= Buena. M= Mala ; R= Regular
17	Estado del medidor	10.2	N	Lectura del medidor en inicio de prueba
18	CONSTANTE DEL MEDIDOR PATRON	10	ALF	
19	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR PATRON	20	ALF	
20	NUMERO DEL MEDIDOR PATRON	10	ALF	
21	Prueba en Vacio. con 0.001 Corriente nominal Med.suministro	1	ALF	S= si aprueba ; N = no aprueba
22	% de Error al 5% del Medidor del suministro	3.2	N	

23	% de Error al 100% del Medidor del suministro	3.2	N	
24	% de Error a l <sub>max</sub> del Medidor del suministro	3.2	N	
25	Aprobó inspección S= si ; N= no	1	ALF	S o N
26	Nombre de la empresa contrastadora	30	ALF	Que participó en la inspección.

## ANEXO N° T3 CRONOGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

NOMBRE EMPRESA:

MES: MM / AAAA

PAG. XXX

DPTO	PROVINCIA	DISTRITO	LOCALIDAD	TIPO VIA	TIPO ALU	DEN. VIA	NOMBRE DE LA VIA	IND. 1er Pto.	CODIGO DEL POSTE O SUMINITRO MAS PROXIMO	LONGITUD DEL TRAMO A MEDIRSE(Kms)	FECHA PROGRAMADA	HORA PROGRAMADA
XX.....XX	XX.....XX	XX.....XX	XX...XX	X.X	X..X	X..X	XX.....XX	x	XX.....XX	999.9	dd/mm/aa	HH:MM
<15 pos >	< 20 pos.>	< 20 pos >	< 20 pos >	<-2->	<-3->	<-5->	< - 30 ->	<-1->	<- 9 POS->	<- 7 Pos ->	< 8 pos ->	<- 5pos->

LONGITUD TOTAL DE MEDICIONES PROGRAMADAS: ..... 9999 mts.

## ANEXO N° AP1 DISEÑO DE REGISTRO DEL PROGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxxx.MAP

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la via	7	ALF	
3	Indicador del primer punto del tramo a medirse	1	ALF	P= código de poste S= código de suministro más próximo
4	Código del poste o código del suministro más próximo al punto inicial del tramo a medirse	09	ALF	Para facilitar la ubicación del tramo a medirse
5	Número de vanos a medirse	04	NUM	
6	Longitud del tramo a medirse (Km)	3.3	NUM	En el mes
7	Fecha programada para inicio de medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
8	Hora programada para inicio de medición		ALF	

## ANEXO N° AP2 DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PUBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxxx.RAP

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la via	7	ALF	
3	Código de poste o punto luminoso inicial del vano	10	ALF	IDENTIFICACION DEL VANO MEDIDO
4	Código de poste o punto luminoso final del vano	10	ALF	
5	Tipo de alumbrado (ver tabla de códigos de tipo alumbrado)	3	ALF	Al final del Anexo N° 1
6	Tipo de calzada: C= clara ; O = oscura	1	ALF	C = clara ; O= oscura
7	Longitud del vano medido( mts. )	3.1	N	
8	Iluminación media en la calzada (lux)	3.2	N	
9	Uniformidad media de Iluminancia	1.2	N	
10	Indice de Control de Deslumbramiento (g)	2.2	N	

11	Iluminación media en la vereda	2.2	N	
12	Luminancia media con revestimiento seco (cd/m <sup>2</sup> )	2.2	N	
13	Uniformidad general	1.2	N	
14	Uniformidad longitudinal	1.2	N	
15	Uniformidad transversal	1.2	N	
16	Uniformidad media	1.2	N	
17	Fecha de la medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
18	Hora de la medición	4	ALF	Formato: hhmm
19	Tramo cumple con los niveles FOTOMETRICOS MÍNIMOS: S= si ; N= no	1	ALF	Para la calzada y para la vereda
20	Altura (mts.)	2.2	N	Información del poste o punto Inicial del Vano
21	Potencia de la lámpara (Watts)	4	N	
22	Tipo de luminaria	20	ALF	
23	Tipo de pastoral	20	ALF	
24	Tipo de lámpara	20	ALF	
25	Altura (mts.)	2.2	N	Información del poste o punto Final del Vano
26	Potencia de la lámpara (Watts)	4	N	
27	Tipo de luminaria	20	ALF	
28	Tipo de pastoral	20	ALF	
29	Tipo de lámpara	20	ALF	
30	Código de la vía originalmente programada	07	ALF	En caso de haber efectuado la medición en vano alternativo
31	En caso el vano no cumpla los niveles fotométricos mínimos: motivo por el cual el vano tiene alumbrado público deficiente	50	ALF	Lámpara apagada, Problemas de diseño, Envejecimiento de lámpara, Otros (Especificar)
32	Dirección del vano en caso éste no cumpla los niveles fotométricos mínimos	80	ALF	Si el vano no aprueba, deben indicar la dirección del vano e información complementaria que facilite su ubicación

### ANEXO N° AP3

#### DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE SEMESTRAL DE LA LONGITUD DE LAS VÍAS CON ALUMBRADO PÚBLICO DEFICIENTE

- Nombre del archivo: xxxAxxSx.FAP (un solo registro por cada Sistema Eléctrico)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Código del sistema eléctrico	4	ALF	
3	Año de la medición	4	ALF	Formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la medición	2	ALF	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Longitud Total medida en el semestre(L) en el sistema eléctrico	7.3	N	en Kms.
6	Longitud de Vías con Alumbrado Público Deficiente $\lambda$ en el sistema eléctrico	7.3	N	en Kms.
7	Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente $\lambda(\%)$ en el sistema eléctrico.	3.3	N	$\lambda(\%) = (\lambda / L) * 100$

## ANEXO N° AP4

### TABLA SEMESTRAL DE COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Código del sistema eléctrico	4	ALF	
3	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número del suministro
6	Tipo de tensión (muy alta, alta, media y baja tensión)	3	ALF	MAT; AT; MT; BT
7	Tipo de Localidad ( Urbano, Rural, Urbano-Rural)	2	ALF	U; R ; UR ( R y UR sólo en baja tensión )
8	Monto pagado por el Cliente por ALUMBRADO PÚBLICO en el semestre.	8.2	N	Monto en Soles
9	Energía o equivalente en energía en kWh que el cliente paga en promedio por concepto de Alumbrado Público (EAP)	8.3	N	En kWh.
10	Monto de compensación al Cliente por el semestre	7.4	N	En U.S. dólares



## CRITERIOS ADICIONALES A TOMARSE EN CUENTA PARA EL DISEÑO DE ARCHIVOS, TABLAS Y REPORTES IMPRESOS

### ARCHIVOS Y TABLAS INFORMÁTICAS :

Los valores numéricos se alinearán siempre a la derecha del campo, con tantos decimales como indique el formato respectivo (usar ceros a la derecha si es necesario). No usar punto decimal. Ej.

Si el formato es de 10.3 numérico, el ancho del campo es de 13 posiciones (10 enteros + 3 decimales) los siguientes valores: 80 ; 432.5 ; 1930.05 ; 243845.324, deberán registrarse como se muestra:

								8	0	0	0	0
							4	3	2	5	0	0
					1	9	3	0	0	5	0	
			2	4	3	8	4	5	3	2	4	

- Los campos tipo Alfanuméricos se alinearán a la izquierda. Ej.  
 Si el formato del campo es de 2 caracteres y las letras que definen el parámetro de la medición son : **F** → flicker ; **A** → armónicas y **FA** → flicker y armónicas  
 El campo deberá llenarse de una de las tres maneras siguientes :

F		- si la medición es de sólo flicker
A		- si la medición es de sólo armónicos
F	A	- si la medición es de flicker y armónicos

### REPORTES IMPRESOS :

En el diseño de los campos alfanuméricos sólo se ha considerado las primeras 10, 20, etc. posiciones, truncando el resto debido al tamaño de la hoja de impresión. Se deja a criterio la modificación del ancho de estos campos, a fin que se logre la claridad, facilidad de comprensión y presentación del reporte.

### SIGNIFICADO DE ABREVIATURAS USADAS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
MAT	Muy alta tensión
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
CODIGO SET	Código de Subestación de MAT/AT, MAT/MT, AT/MT, MAT/AT/MT, etc.
CODIGO SED	Código de Subestación MT/BT o AT/BT
TIPO PUNTO	Tipo de punto de medición. Ver Anexo N°4
PAR. MED.	Parámetro medido → F = flicker ; A = armónicas ; FA = flicker y armónicas
OPC. TAR.	Opción Tarifaria aplicada al suministro
TIP. SER.	Tipo de Servicio → U = urbano , R = rural , UR = urbano-rural
TIP. SUM.	Tipo de suministro → MO = monofásico ; TR = trifásico
DEN. VIA	DENOMINACIÓN DE LA VIA: JR= jirón, AV=avenida, VE= via expresa, AU=autopista, CA=calle, CR=carretera, PS=pasaje, OV=ovalo, MA=malecón, PQ=parque, PL=plaza, AL=alameda
TIPO VIA	Código del Tipo de via según tabla de Anexo N°1 ( RE, SR, EX, AR, CO, LR, LC, LU, PP )
TIPO ALU	Código del Tipo de alumbrado según tabla de Anexo N° 1 ( I, II, III, IV, V )

## **BIBLIOGRAFÍA**

- Decreto Supremo N° 020-97-EM .- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y Base Metodológica.
- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 29°, 31°, 34°, 36°, 102° y aquellos que resulten aplicables).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 6°, 55°, 95°, 183°, 201°, 239° y aquellos que resulten aplicables).
- Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME que aprueba la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas.