

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**SUPERVISIÓN ESPECIAL PARA LA MEJORA DE LA  
CALIDAD DE TENSIÓN Y SUMINISTRO EN LOS  
USUARIOS PERTENECIENTES A LA SUBESTACIÓN  
DE DISTRIBUCIÓN 00007S DE LA EMPRESA  
CONCESIONARIA EDELNOR S.A.A**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE :**

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**ELABORADO POR:**

**GUILLERMO MANUEL CAYTUIRO SANDOVAL**

**PROMOCIÓN 2010 - II**

**LIMA-PERU**

**2014**

### **Dedicatoria**

El presente trabajo va dedicado a aquellos que sacrificaron sus sueños para lograr sus objetivos.

### **Agradecimiento**

A mis equipos, de trabajo y familiar, que sintieron el objetivo como propio.

## ÍNDICE

<b>Contenido</b>	<b>Pág</b>
<b>Prólogo</b>	1
<b>Capítulo I: Introducción</b>	
1.1. Antecedentes .....	2
1.2. Objetivo general .....	5
1.3. Objetivos específicos .....	5
1.4. Justificación .....	5
1.5. Alcance .....	6
1.6. Recursos empleados .....	6
<b>Capítulo II: Descripción del servicio y del proceso de supervisión</b>	
2.1. Descripción del servicio .....	8
2.2. Descripción del proceso de supervisión .....	8

**Capítulo III: Identificación del problema y planteamiento de la hipótesis de trabajo**

3.1. Identificación del problema .....	13
3.2. Planteamiento de la hipótesis de trabajo .....	17

**Capítulo IV: Marco teórico**

4.1. Marco legal .....	19
4.1. Marco técnico - legal .....	19

**Capítulo V: Análisis técnico - económico**

5.1. Compensaciones por calidad de suministro .....	22
5.2. Compensaciones por calidad de tensión .....	24
5.3. Compra de energía por pérdidas .....	25
5.4. Obtención de los indicadores de rentabilidad .....	34

**Capítulo VI: Análisis de Resultados y Solución del problema**

6.1. Actividades desarrolladas .....	37
6.1.1. Elaboración de informe .....	37
6.1.2. Análisis de la respuesta por parte de la empresa .....	28
6.1.3. Reuniones de coordinación .....	38
6.1.4. Supervisión de archivos .....	41
6.2. Realización de pruebas finales .....	47
6.2.1. Calidad de tensión .....	47
6.2.2. Calidad de suministro .....	50
6.3. Logro final correspondiente al propósito .....	52
<b>Conclusiones</b> .....	54
<b>Recomendaciones</b> .....	55
<b>Bibliografía</b> .....	56

**Plano del Radio de la SED 00007S****Apéndice**

## **APÉNDICE**

**Anexo 1: Resumen de SED con incumplimientos de EDELNOR**

**Anexo 2: Suministros con mala calidad de suministro de la SED 00007S**

**Anexo 3: Perfiles de tensión de suministros con mala calidad**

**Anexo 4: Informe exclusivo de la SED 00007S**

**Anexo 5: Perfiles de tensión obtenidos en la remediación**

**Anexo 6: Certificados de calibración**

**Anexo 7: Planillas de medición**

**Anexo 8: Perfiles de tensión obtenidos de las mediciones con equipos propio**

**Anexo 9: Relación de suministros con mala calidad de suministro cuya mejora está programada para el mes de agosto 2014**

**Anexo 10: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)**

**Anexo 11: Base Metodológica (BM)**

**Anexo 12: Procedimiento de Supervisión de la NTCSE y su BM**

## **LISTADO DE TABLAS**

- 1.1 Relación de costos estimados al Organismo
  
- 3.1 Agrupación de suministros con mala calidad de suministro
  
- 3.2 Relación de suministros con mala calidad de tensión
  
- 3.3 Relación de suministros reclamantes
  
- 5.1 Longitud de los circuitos pertenecientes a la SED 00007S
  
- 5.2 Comparación de pérdidas por cambio de conductor
  
- 5.3 Costos estimados por montaje
  
- 5.4 Costos estimados por materiales
  
- 5.5 Resumen de costos estimados
  
- 5.6 Beneficios por mejoras en la red
  
- 5.7 Determinación de indicadores de rentabilidad
  
- 6.1 Clasificación de suministros por valores del indicador “D”
  
- 6.2 Agrupación de suministros con mala calidad de suministro por alimentador de baja tensión
  
- 6.3 Cantidad de suministros donde se superó la tolerancia
  
- 6.4 Cantidad de suministros donde se superó la tolerancia por alimentador

## LISTADO DE FIGURAS

- 1.1 Respuesta a la pregunta ¿con qué frecuencia sufre interrupciones de energía en su hogar?
- 1.2 Respuesta a la pregunta ¿cuál fue la duración promedio de la interrupción?
- 2.1 Diagrama de flujo del proceso de supervisión regular
- 2.2 Personal asignado al proceso correspondiente al procedimiento N° 686-2008-OS/CD
- 2.3 Diagrama de flujo de la supervisión especial
- 3.1 Ubicación de la SED 00007
- 3.2 Diagrama medios-fines
- 5.1 Radio de la SCS 0007S: Redes AP-SP
- 5.2 Datos del transformador 1
- 5.3 Datos del transformador 2
- 5.4 Datos del transformador 3
- 5.5 Diagrama de carga de un día típico
- 5.6 Flujos de caja
- 6.1 Cruce de información por calidad de tensión, suministro y reclamos
- 6.2 Suministros con mayor cantidad de incumplimientos



- 6.3 Reporte de mediciones para el suministro N° 178544
- 6.4 Perfil de tensión del suministro N° 214411 en febrero 2010
- 6.5 Perfil de tensión del suministro N° 214411 en agosto 2013
- 6.6 Perfil de tensión del suministro N° 214411 en noviembre 2013
- 6.7 Perfil de tensión del suministro N° 178544 en noviembre 2010
- 6.8 Perfil de tensión del suministro N° 178544 en septiembre 2013
- 6.9 Perfil de tensión del suministro N° 178544 en marzo 2014
- 6.10 Consulta de interrupciones para el suministro N° 189253 en el período enero 2012 – junio 2014
- 6.11 Correo del coordinador de EDELNOR al Jefe de la Unidad de Distribución y Alumbrado Público de la GFE - OSINERGMIN

**LISTADO DE SIGLAS**

OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
GFE	Gerencia de Fiscalización Eléctrica, es una gerencia de línea de OSINERGMIN
UCS	Unidad de Calidad de Servicio, es un área operativa de la GFE transversal a las otras unidades: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización
GART	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN
OEE	Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM
BM	Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 616-2008 OS/CD
SIRVAN	Sistema Informático de Recepción y Validación de Archivos en aplicación de la NTCSE
SIREDD	Sistema Informático de Recepción de Denuncias
STD	Sector Típico de Distribución, clasificación asignada a cada sistema eléctrico por la GART
Tabla SUMINBT	Tabla de suministros en baja tensión, contenida en el anexo 1 de la BM
Tabla RDI	Reporte mensual de detalle de interrupciones
Tabla RIN	Reporte trimestral de interrupciones por suministro
Tabla PIN	Registro de Interrupciones Programadas

Tabla CIIS	Tabla de Compensaciones por mala calidad de Suministro
Tabla CCT	Reporte de mediciones efectuadas por calidad de tensión
Tabla CTE	Tabla de Compensaciones por mala calidad de Tensión
Tabla FTE	Reporte de mediciones fuera de rango
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
EDT	Estructura de Desglose de Trabajo

## PRÓLOGO

El presente informe trata sobre la supervisión especial de la calidad de tensión y suministro en la SED 00007S de la empresa concesionaria Edelnor S.A.A.

Los temas que abarca cada capítulo se muestran brevemente a continuación:

El capítulo I es introductorio, en él se muestran los antecedentes, los objetivos a alcanzar, las justificaciones para realizar el presente informe, además de los recursos empleados para llevar a cabo la supervisión y su alcance.

En el capítulo II se detalla la descripción del servicio y del proceso de supervisión, aquí se muestra el diagrama de flujo para la supervisión realizada y su diferencia con la supervisión regular.

En el capítulo III se muestra la identificación del problema así como el planteamiento de la hipótesis de trabajo; se determina las actividades a desarrollar para solucionar el problema de calidad de tensión y suministro en la subestación.

En el capítulo IV se detalla el marco teórico, descompuesto en marco legal y técnico – legal. Aquí se detalla el nivel de Autoridad del Organismo y las obligaciones del Suministrador, que es la empresa concesionaria.

El capítulo V trata el análisis económico, demostrando que las acciones a mejorar la calidad son justificadas financieramente.

En el capítulo 6 se muestran las actividades realizadas para solucionar el problema de mala calidad así como de la prueba final.

El presente informe permite establecer una metodología para la mejora de la calidad del servicio eléctrico, recibida por el cliente, aparte de la supervisión regular.

## CAPÍTULO I

### INTRODUCCIÓN

#### 1.1. Antecedentes

El 09.10.1997 se publicó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM. En ella se estableció los niveles mínimos de calidad en: producto (tensión y perturbaciones), suministro (interrupciones), calidad comercial y alumbrado público.

El 25.09.2008 se publicó la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 616-2008 OS/CD.

El 18.12.2008 se publicó el Procedimiento para la Supervisión de la aplicación de lo establecido en la NTCSE y su BM, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 686-2008 OS/CD. El procedimiento abarca la calidad de tensión, suministro y comercial, sólo en la precisión de la medida.

El procedimiento entró en vigencia a partir del periodo de control 2009-2° semestre.

El 16.12.2010 se logró la certificación ISO del procedimiento para empresas distribuidoras. Al año siguiente se amplió el alcance para generadoras y transmisoras.

Como parte del sistema de gestión de calidad, se realiza una encuesta anual a los usuarios, a nivel nacional, para medir su percepción. En las figuras N° 1 y 2, se puede apreciar las respuestas respecto al tema de interrupciones para el año 2012:

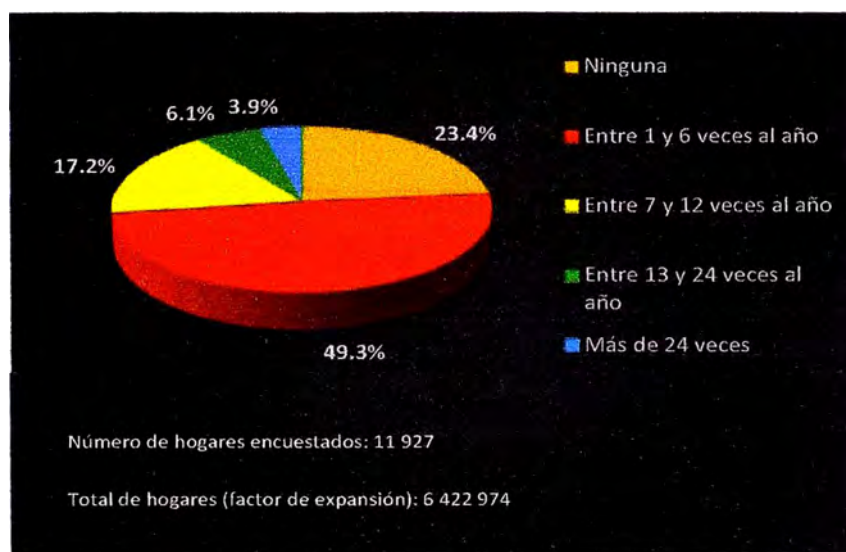


Figura N° 1.1: Respuesta a la pregunta ¿con qué frecuencia sufre interrupciones de energía en su hogar?

Fuente: OEE-OSINERGMIN

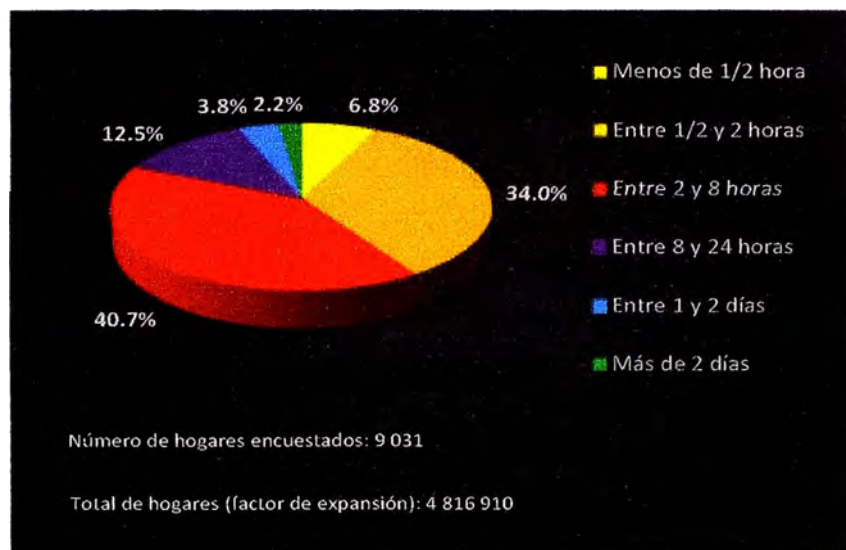


Figura N° 1.2: Respuesta a la pregunta ¿cuál fue la duración promedio de la interrupción?

Fuente: OEE-OSINERGMIN

- Por otro lado, a la UCS llegan expedientes, por parte de las oficinas descentralizadas de Osinergmin, por casos de mala calidad de tensión. Además, los usuarios vienen realizando denuncias, vía SIRED, por calidad de tensión y suministro.
- Se cruzó la información para la empresa EDELNOR, como piloto, obteniéndose la cantidad de suministros con problemas de tensión e interrupciones clasificados por SED, alimentador MT y SET, tal como se puede ver en el anexo N°1.
- Se eligió la SED 00007S por la cantidad de casos que presenta con mala calidad de tensión y suministro, su ubicación y característica de su red.

## 1.2. Objetivo general

El objetivo es conseguir que ninguno de los usuarios pertenecientes a la subestación tenga mala calidad de tensión ni de suministro.

## 1.3. Objetivo específico

A) Mejora en la calidad de tensión.- Reducir a cero el número de suministros con mala calidad que se arrastra desde el año 2010.

Es decir, por ser usuarios BT, alimentados en 220V y de acuerdo al numeral 5.1.2 de la NTCSE, el objetivo es que los suministros tengan una tensión de:  $220V \pm 11V$ .

B) Mejora en la calidad de suministro.- Reducir a cero el número de usuarios con mala calidad de suministro.

Es decir, por ser usuarios de STD 1 y de acuerdo al numeral 6.1.4 de la NTCSE, el objetivo es que tengan una duración ponderada acumulada máxima de interrupciones igual a 20 horas anuales, como máximo, equivalente a 10 horas semestrales.

## 1.4. Justificación

La realización del presente informe se sustenta en las siguientes justificaciones:

- Académica: Analiza temas técnicos, como reducción de pérdidas, económicos, sociales, reflejando la incomodidad en los usuarios y de gestión, en la demora de atención en interrupciones.
- Tecnológica: Sustentar el cambio de instalaciones existentes y propone una nueva metodología de supervisión.



- Productiva: Le es conveniente a la empresa porque disminuirá sus pérdidas y venderá mayor cantidad de energía. Además permitirá atender el incremento de la demanda de característica vegetativa.

Administrativa: Permite mejorar la gestión de la operación y del mantenimiento, así como disminuir pérdidas técnicas y económicas.

#### 1.5. Alcance

La supervisión se realiza para una subestación ubicada en el centro de Lima, pertenece al sistema eléctrico Lima Norte, calificado con sector típico de distribución 1 y sus instalaciones son subterráneas dentro de lo establecido en la NTCSE.

#### 1.6. Recursos empleados

Para la realización de la supervisión se ha empleado los siguientes recursos:

A) Humano.- Se ha requerido la participación parcial de:

- El Jefe de Unidad, encargado de velar por la calidad del servicio eléctrico, mediante el cumplimiento de lo establecido en la NTCSE urbano y rural por parte de las empresas concesionarias de electricidad.
- El Coordinador del Proceso de Supervisión de la aplicación de la NTCSE y su BM.
- Asistente de Coordinación.
- El Coordinador del Proceso de Supervisión de la operación de los Sistemas Eléctricos.
- Un supervisor de calidad de suministro.
- Un supervisor de calidad de tensión.
- Un practicante.

- Un personal administrativo.

La inversión estimada se da en la siguiente tabla:

Tabla N° 1.1: Relación de costos estimados al Organismo  
Fuente: Elaboración propia

Id	Cargo	Sueldo mensual	Sueldo por hora	Cantidad de horas dedicadas al proyecto	Subtotal
1	jefe de Unidad	S/. 14,900.00	S/. 62.08	8	S/. 496.67
2	Coordinador P-686	S/. 11,500.00	S/. 47.92	4	S/. 191.67
3	Asistente de coordinación	S/. 3,800.00	S/. 15.83	120	S/. 1,900.00
4	Coordinador P-074	S/. 11,500.00	S/. 47.92	12	S/. 575.00
5	Supervisor de calidad de tensión	S/. 6,830.00	S/. 28.46	4	S/. 113.83
6	Supervisor de calidad de suministro	S/. 6,830.00	S/. 28.46	8	S/. 227.67
7	Practicante	S/. 1,200.00	S/. 5.00	12	S/. 60.00
8	Administrativo	S/. 6,000.00	S/. 25.00	2	S/. 50.00
				<b>Total</b>	<b>S/. 3,614.83</b>

Cabe señalar que estos costos no son adicionales, dado que los sueldos de los supervisores y el mantenimiento, tanto de los portales de recepción de información como de los equipos registradores de tensión, forma parte de la partida asignada en el plan operativo anual a la UCS.

El impacto económico en detalle se puede apreciar en el numeral 5.1 del presente informe.

- B) Equipos.- Para la prueba de verificación se emplearon equipos registradores de tensión, que también detectan cortes de energía, propios del Organismo.
- C) Sistemas de comunicación.- Para la recepción de información se emplea el SIRVAN. Las comunicaciones entre gerentes se hacen mediante oficio y a los coordinadores por correos electrónicos.
- D) Normas.- Básicamente se han empleado la NTCSE y su Base Metodológica; además de la Ley de Concesiones Eléctricas y el Código Nacional de Electricidad.

## CAPÍTULO II

### DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO Y DEL PROCESO DE SUPERVISIÓN

#### 2.1. Descripción del Servicio

La supervisión de la calidad del servicio eléctrico se realiza dada la naturaleza del mercado eléctrico que en la actividad de distribución es un monopolio natural. Tiene como período de control cada semestre, excepto para la calidad de producto que es mensual.

#### 2.2. Descripción del Proceso de Supervisión

Sus características técnicas se dan en las normativas existentes en el sector, básicamente en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

A diferencia de la supervisión regular de la aplicación de lo establecido en la NTCSE y su BM, mediante el procedimiento GFE-UCS-PE-03, cuyo diagrama de flujo se muestra a continuación:

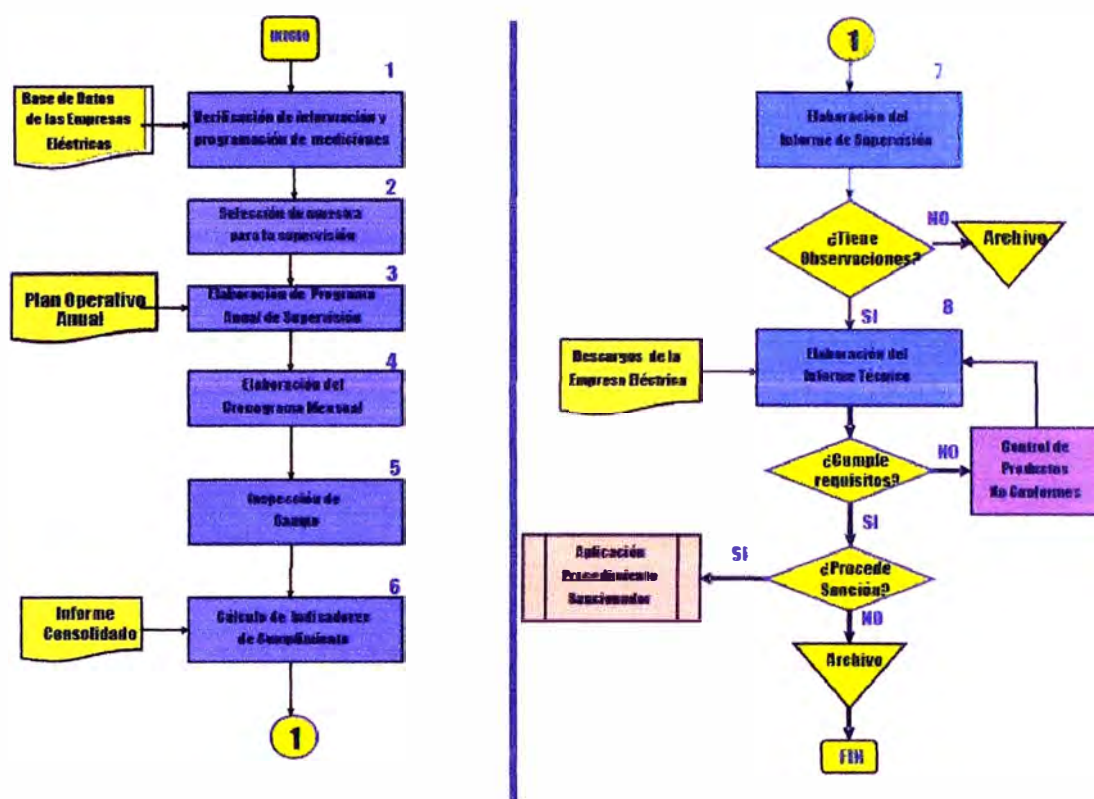


Figura N° 2.1: Diagrama de flujo del proceso de supervisión regular

Fuente: UCS-GFE

El personal asignado al proceso de supervisión regular se muestra a continuación:

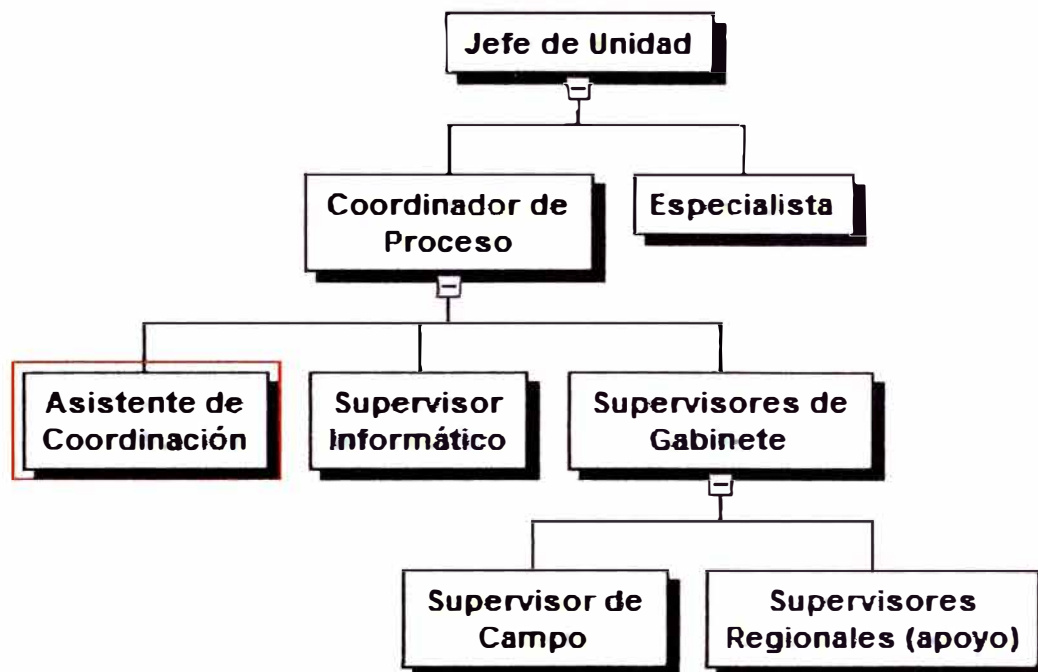


Figura N° 2.2: Personal asignado al proceso correspondiente al procedimiento N° 686-2008-OS/CD

Fuente: Elaboración propia

La supervisión especial realizada tiene el siguiente diagrama de flujo:

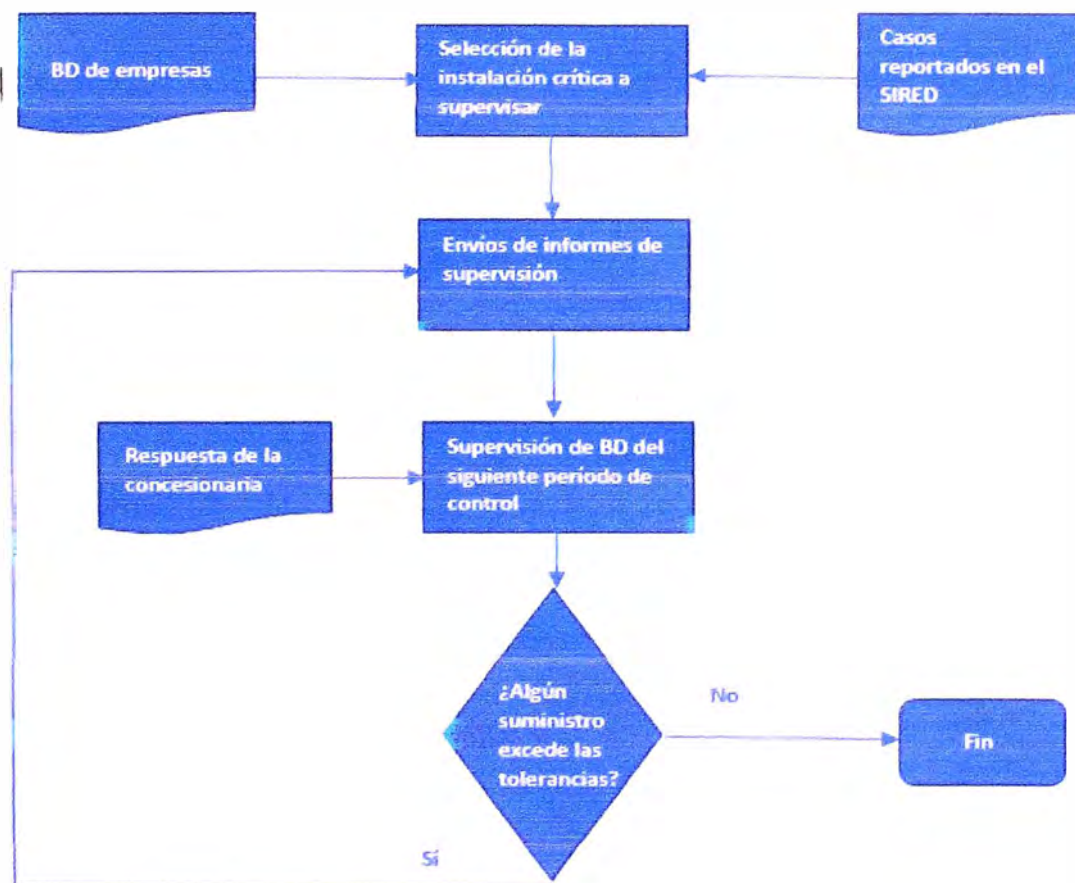


Figura N° 2.3: Diagrama de flujo de la supervisión especial

Fuente: Elaboración propia

Los bloques se describen brevemente de la siguiente manera:

BD de empresas.- En ellas se revisan los siguientes archivos por calidad.

- Calidad de tensión: archivos CCT, CTE y FTE
- Calidad de suministro: archivos RDI, RIN y CII-S
- Calidad comercial: anexo 17 de la BM que contiene los reclamos por calidad de tensión y suministro entre otros.

Casos reportados en el SIRED.- Se clasifican las denuncias, quejas y reclamos por tipo y suministros afectados.

Selección de la instalación crítica a supervisar.- Por la cantidad de suministros afectados, ubicación e impacto, se seleccionó la SED 0007S de la empresa EDELNOR, ubicada en el centro de Lima.

Envío de informes de supervisión.- Uno por calidad de tensión y otro por calidad de suministro. Los informes incluyeron todas las instalaciones críticas de la empresa; la supervisión especial a la SED 0007S se realizó por otro tipo de comunicaciones, tal como correos oficiales. Es factible el envío de un informe de supervisión a la SED cuando el procedimiento de supervisión lo admita o por disposición. El informe posterior fue exclusivo para la SED 00007S, tal como se puede apreciar en el anexo N° 4

Respuesta de la empresa.- Contiene su plan de acción para mejorar la calidad del servicio.

Supervisión de BD del siguiente período de control.- Comparar y ver la mejora de indicadores.

## CAPÍTULO III

### IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO

#### 3.1. Identificación del problema

Se ha identificado que existe mala calidad de tensión en cuatro (04) usuarios desde el año 2010 y mala calidad de suministros en cuatrocientos veintisiete (427) usuarios. Por característica de la red, que es subterránea y su ubicación en el centro histórico de Lima, que tiene fechas restringidas para realización de obras eléctricas; lo más probable es que se trate de instalaciones antiguas, este presunto se demuestra en los capítulos posteriores.

La SED 00007S, cuya potencia nominal es 1200 kVA. consta de tres transformadores y provee energía eléctrica a novecientos veintiséis (926) suministros en el año 2012, de los cuales cuatrocientos veintisiete (427) presentan exceso de duración acumulada de interrupciones y cuatro (04) con problemas en el nivel de tensión.



La SED 0007S corresponde al alimentador T-03, que sale de la SET Tacna, en el centro de Lima. En la siguiente figura se puede observar la ubicación de estos elementos.



Figura N° 3.1: Ubicación de la SED 00007

Fuente: Guía de calles.com

El anillo azul representa a la SET Tacna; el naranja a la SED 0007S, que se encuentra en la plazuela de San Sebastián y los bloques naranja, el radio de acción de la SED.

La relación de los cuatrocientos veintisiete (427) suministros con mala calidad de suministro se muestran en el anexo 2, los cuales se pueden agrupar de acuerdo a la duración total de interrupción.

Tabla N° 3.1: Agrupación de suministros con mala calidad de suministro

Fuente: Elaboración propia a partir de los archivos RDI, RIN y CIIS

Intervalo	Cantidad de suministros	% del total de suministros de la SED
Entre 23 y 25 horas al año	125	13.5%
Entre 25 y 30 horas al año	247	26.7%
Entre 30 y 35 horas al año	53	5.7%
Entre 35 y 38 horas al año	2	0.2%

La relación de los 4 suministros con mala calidad de tensión se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 3.2: Relación de suministros con mala calidad de tensión

Fuente: Elaboración propia a partir de los archivos SUMINBT y CCT

Id	Nro de suministro	Nivel de tensión (kV)	Dirección	Fecha y hora de inicio de la medición	Fecha y hora de fin de la medición	Cantidad de intervalos con sobretensión	Cantidad de intervalos con subtensión	% de intervalos con mala calidad
1	86	0.22	Jr Callao 543 PA	19/07/2012 16:00 h	26/09/2012 15:45 h	169	0	25.15%
2	71899	0.22	Jr Ica 558 dpto D	06/06/2011 09:45 h	13/06/2011 09:30 h	185	0	27.53%
3	178544	0.22	Jr Ica 634	04/11/2010 13:45 h	11/11/2010 13:30 h	80	0	11.90%
4	244879	0.22	Jr Chancay 321	21/10/2010 14:15 h	28/10/2010 14:00 h	152	0	22.62%

Tabla N° 3.3: Relación de suministros reclamantes

Fuente: Elaboración propia a partir de los archivos de reclamos y SIRED

Identificación	dirección	suministro	opcion	Potencia contratada (kW)	Tension nominal (kV)	Alimentador
LA COLONIAL ASOC. VIV.	JR. ICA 631 DP.1	172	BT5B	2.2	0.22	5
NAVARRO ISABEL	CHANCA Y 424 DP J	185553	BT5B	6	0.22	5
ENCINAS MANUEL	ICA 741 DP 23	41793	BT5B	2.2	0.22	5

Los perfiles de tensión se pueden ver en el anexo 3.

- La calidad del servicio se especifica en las tolerancias tipificadas en la Norma.
- Para la calidad de tensión, las tolerancias se encuentran establecidas en el numeral 5.1.2 de la NTCSE, que indica lo siguiente:

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

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

Para la calidad de suministro, las tolerancias se encuentran establecidas en el numeral 6.1.4 de la NTCS, que indica lo siguiente:

*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: 02 Interrupciones/semestre*
- *Clientes en Media Tensión: 04 Interrupciones/semestre*
- *Clientes en Baja Tensión: 06 Interrupciones/semestre*

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

- *Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre*
- *Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre*
- *Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre*

Al pertenecer los suministros al sistema eléctrico Lima Norte, clasificado como sector típico de distribución 1, las tolerancias no se afectan por el DS N° 004-2006-EM, que las aumentan en un 30%.

### 3.2. Planteamiento de la hipótesis de trabajo

Al plantear la hipótesis, se producen las siguientes preguntas:

¿Es posible mejorar la calidad de tensión?

¿Es posible mejorar la calidad de suministro?

Ambos casos son posibles de realizar, de manera gradual; para ello, las acciones realizadas fueron:

- Procesamiento de base de datos de la concesionaria.
- Elaboración de informes.
- Comunicaciones frecuentes con los coordinadores de la empresa.
- Mediciones de tensión con equipos del Organismo.

Verificación de la cantidad de interrupciones y sus causas por suministro, empleando el aplicativo diseñado para la Unidad.

El objetivo se cuantifica por la cantidad de usuarios con mala calidad de tensión o suministro después de realizar las actividades establecidas.

Para el cumplimiento de las acciones por parte de la empresa, se toma como referencia los plazos establecidos en el inciso a) del numeral 7.1.3 de la NTCSE sobre Atención al Cliente, que indica lo siguiente:

*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 añadidos 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: 56 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.

En caso de no ser factible, la empresa lo comunicará y se establecerán cronogramas de avance.

La prueba de consistenciado final se puede realizar, dado que se cuenta con el aplicativo para el reporte de interrupciones con sus causas por usuario en calidad de suministro y equipos propios para efectuar mediciones inopinadas en calidad de tensión.

Para describir mejor el proceso de supervisión especial, se muestra a continuación el diagrama medios fines bajo la estructura de un EDT.

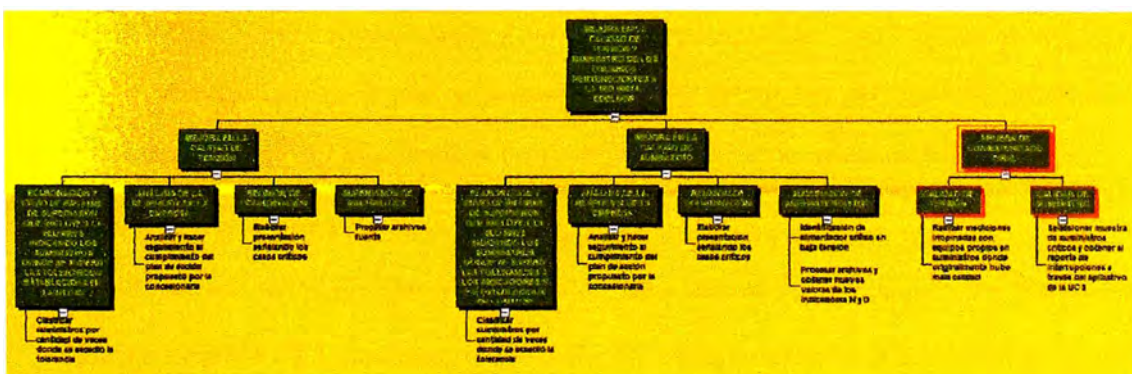


Figura N° 3.2: Diagrama medios-fines

Fuente: Elaboración propia

## CAPÍTULO IV

### MARCO TEÓRICO

#### 4.1. Marco legal

El artículo 1 del título 1, sobre “Ámbito de competencia de OSINERG”, del Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG, aprobado mediante DECRETO SUPREMO N° 054-2001-PCM dice:

*“OSINERGMIN tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las ENTIDADES del SECTOR ENERGIA velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general y cautelando la adecuada conservación del medio ambiente”*

#### 4.2. Marco técnico – legal

En octubre del año 1997 se publicó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), documento cuya finalidad 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.

Para suministros pertenecientes a sistemas eléctricos calificados como STD 1, las tolerancias son:

A) Para la calidad de tensión, las tolerancias se encuentran establecidas en el numeral 5.1.2 de la NTCSE, que indica lo siguiente:

*Tolerancias.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el  $\pm 5.0\%$  de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7.5\%$ . Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del periodo de medición.*

B) Para la calidad de suministro, las tolerancias se encuentran establecidas en el numeral 6.1.4 de la NTCSE, que indica lo siguiente:

*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: 02 Interrupciones/semestre*
- *Clientes en Media Tensión: 04 Interrupciones/semestre*
- *Clientes en Baja Tensión: 06 Interrupciones/semestre*

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

- *Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 04 horas/semestre*
- *Clientes en Media Tensión: 07 horas/semestre*
- *Clientes en Baja Tensión: 10 horas/semestre*

De ambos numerales, se define que el Organismo tiene la facultad de supervisar y fiscalizar, mediante acciones procedimentadas o no, el cumplimiento de las tolerancias establecidas.

En caso de no ser técnica o económicamente posible la subsanación de la mala calidad en el plazo establecido por el Organismo, la empresa lo comunicará y se establecerán cronogramas de avance.



## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

#### 5.1. Compensaciones por calidad de suministro

Durante al año 2012, la SED 0007S sufrió cincuenta y cuatro (54) interrupciones, afectando cuatrocientos veintisiete (427) suministros. Considerando que en esa zona de Lima, los domicilios tienen seis habitantes en promedio, de acuerdo al INEI, se puede estimar que las interrupciones sufridas afectaron a dos mil quinientos sesenta y dos (2 562) habitantes.

La compensación por calidad de suministro se establece en el numeral 6.1.8 de la NTCSE, que indica lo siguiente:

*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 • E • ENS..... (Fórmula N° 14)*

*Donde:*

*e: Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:*

*Primera Etapa:  $e = 0.00 \text{ US\$/kW.h}$*

*Segunda Etapa:  $e = 0.05 \text{ US\$/kW.h}$*

*Tercera Etapa:  $e = 0.35 \text{ US\$/kW.h}$*

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

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 15)$$

*En caso que se produzca una interrupción no programada de duración superior a treinta y cuatro (34) horas continuas, el cálculo de las compensaciones se realizará considerando el factor de ponderación E calculado mediante la fórmula 15-A.*

$$E = [1 + (N - N')/N' + (24 - D')/D' + 1/3 \cdot (D - D')/D'] \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 15-A)$$

*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:*

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D; \text{ (expresada en: kW.h)} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 16)$$

*Donde:*

*ERS: Es la energía registrada en el semestre.*

*NHS: Es el número de horas del semestre.*

*$\sum di$ : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.*

Como consecuencia de las cincuenta y cuatro (54) interrupciones, se dejó de suministrar 32804.44 kW-h.

De acuerdo a la información reportada en la tabla CIIS por la empresa, la compensación total por estas interrupciones asciende al monto de US\$ 4192.26.

Para valorizar el daño al cliente, por la energía dejada de suministrar, se emplea la siguiente fórmula:

*Valorización del Daño = Potencia conectada \* factor de demanda \* D \* Costo de racionamiento*

Donde:

La potencia conectada se obtiene a partir de la tabla SUMINBT reportada por la empresa, vía SIRVAN.

Se considera un factor de demanda de 0,6, valor utilizado en proyectos residenciales.

La duración total ponderada de interrupciones por cliente “D” se obtiene por cálculo propio a partir de las tablas RIN y CIS, reportadas por la empresa, vía SIRVAN.

El costo de racionamiento para un usuario residencial es de US\$ 0.7748 por kW-h, la fuente de este valor es la oficina de estudios económicos de OSINERGMIN, al tener los usuarios afectados la tarifa BT5-B, se les considera como residenciales.

Obteniéndose como resultado un daño total valorizado en US\$ 25 504,46 por los 32 804,44 kW-h que se dejaron de suministrar durante el año 2012.

## 5.2. Compensaciones por calidad de tensión

La compensación por calidad de tensión se establece en el numeral 5.1.3 de la NTCSE, que indica lo siguiente:

*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 Periodo de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese periodo, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

Compensaciones Por Variaciones De Tensión =  $\sum p \cdot a \cdot A_p \cdot E(p)$ ..... (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<sub>p</sub>*.- 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:

Indicador $\Delta V_p$ (%)	Todo Servicio <i>A<sub>p</sub></i>	Red Sec. Rural* <i>A<sub>p</sub></i>
$5.0 <  \Delta V_p (\%)  \leq 7.5$	1	NA
$7.5 <  \Delta V_p (\%) $	$2 + ( \Delta V_p (\%)  - 7.5)$	NA
$7.5 <  \Delta V_p (\%)  \leq 10.0$	NA	1
$10.0 <  \Delta V_p (\%) $	NA	$2 + ( \Delta V_p (\%)  - 10)$

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

*A<sub>p</sub>*, se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

NA: No Aplicable.

*E(p)*: Es la energía en kW-h suministrada durante el intervalo de medición *p*.

De acuerdo al archivo CTE, el monto total de compensación a los cuatro (04) suministros involucrados asciende a US\$ 1 294.3483 desde el año 2010 hasta el primer trimestre 2014. En el año 2012, año de referencia, la compensación fue de US\$ 599,0075.

### 5.3. Compra de energía por pérdidas

Como se puede observar en la siguiente figura, la SED 0007S contiene tres transformadores. El plano se muestra en el apéndice del presente informe.



Figura N° 5.1: Radio de la SCS 0007S: Redes AP-SP

Fuente: EDELNOR

Los datos de los tres transformadores se muestran en los siguientes gráficos:

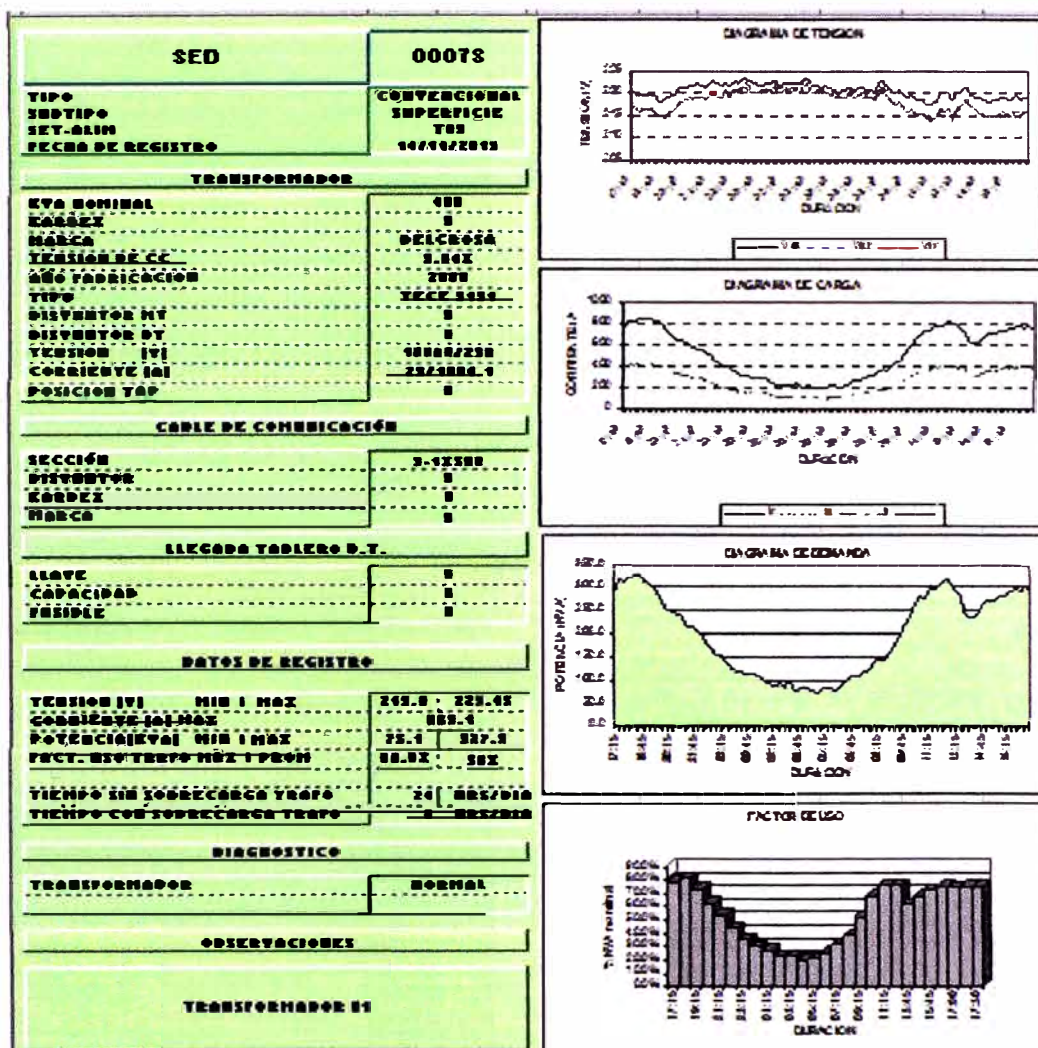


Figura N° 5.2: Datos del transformador 1

Fuente: EDELNOR

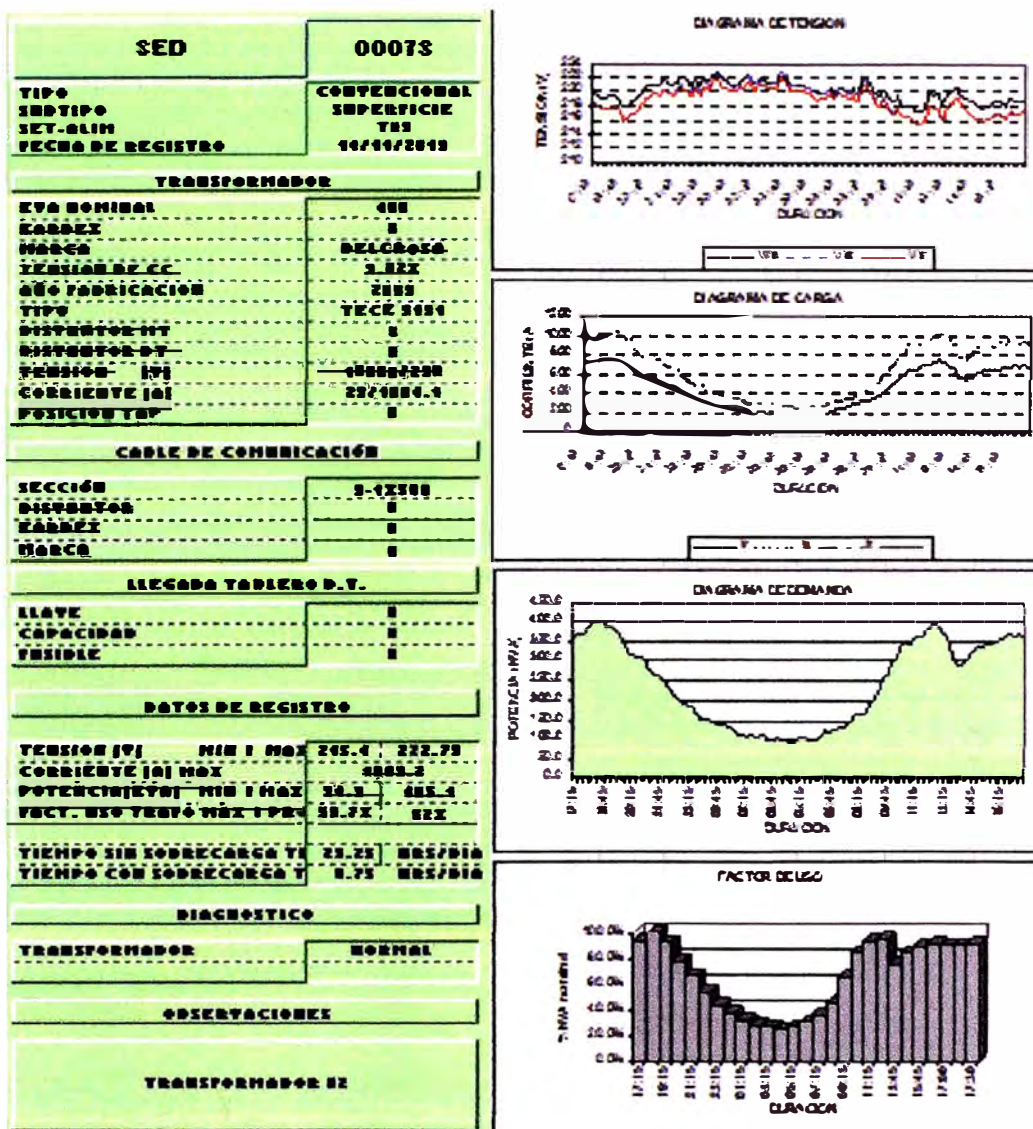


Figura N° 5.3: Datos del transformador 2

Fuente: EDELNOR

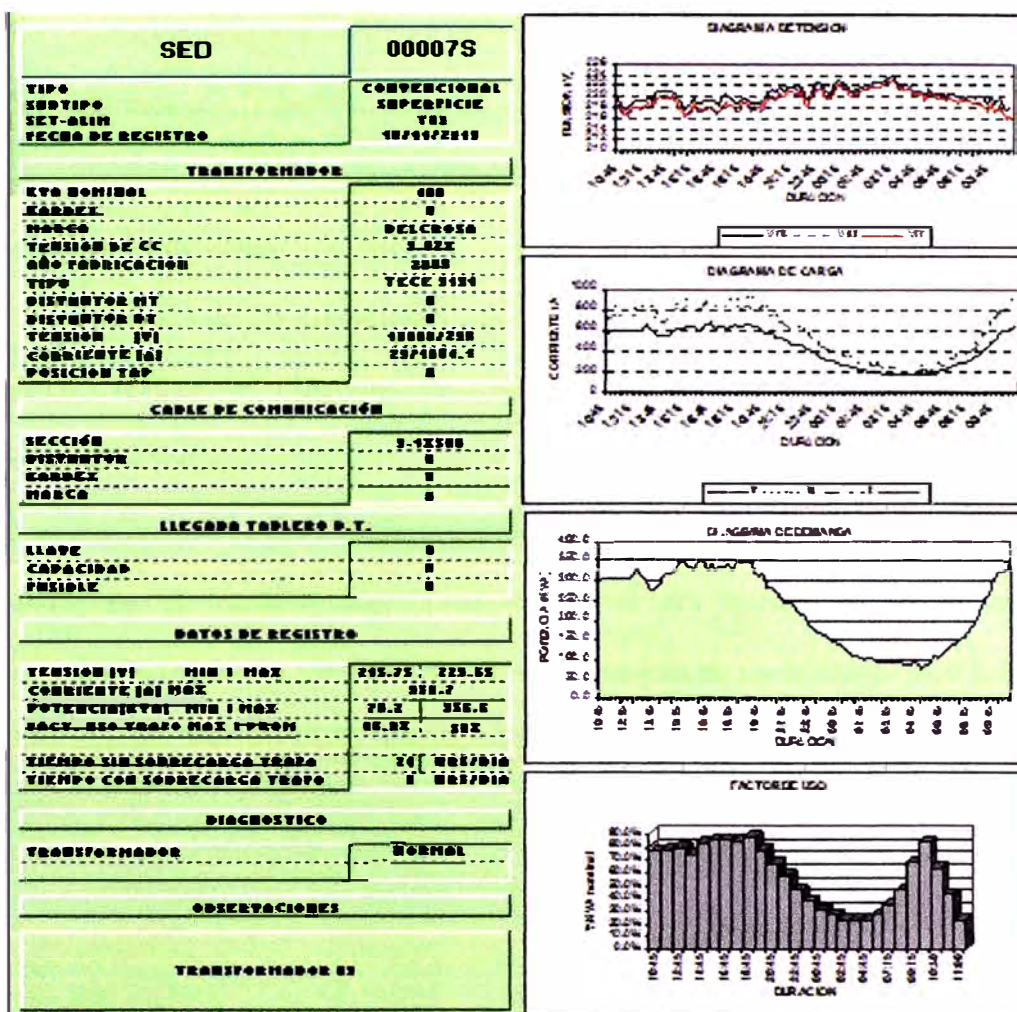


Figura N° 5.4: Datos del transformador 3

Fuente: EDELNOR



Las mediciones se realizaron en el mes de noviembre 2013, posterior al envío de los informes con la problemática de tensión y suministro, respectivamente y de la reunión realizada en la sede central de OSINERGMIN con personal de la empresa el lunes 14 de octubre de 2013.

Con los datos de las mediciones enviadas por el representante de la empresa, se puede realizar el diagrama de carga de un día típico, con las siguientes consideraciones:

Las mediciones en los transformadores 1 y 2 se realizaron el día 17 de noviembre 2013, en el transformador 3 se realizó al día siguiente, para simular la simultaneidad, se ha considerado las mismas horas de las otras dos mediciones.

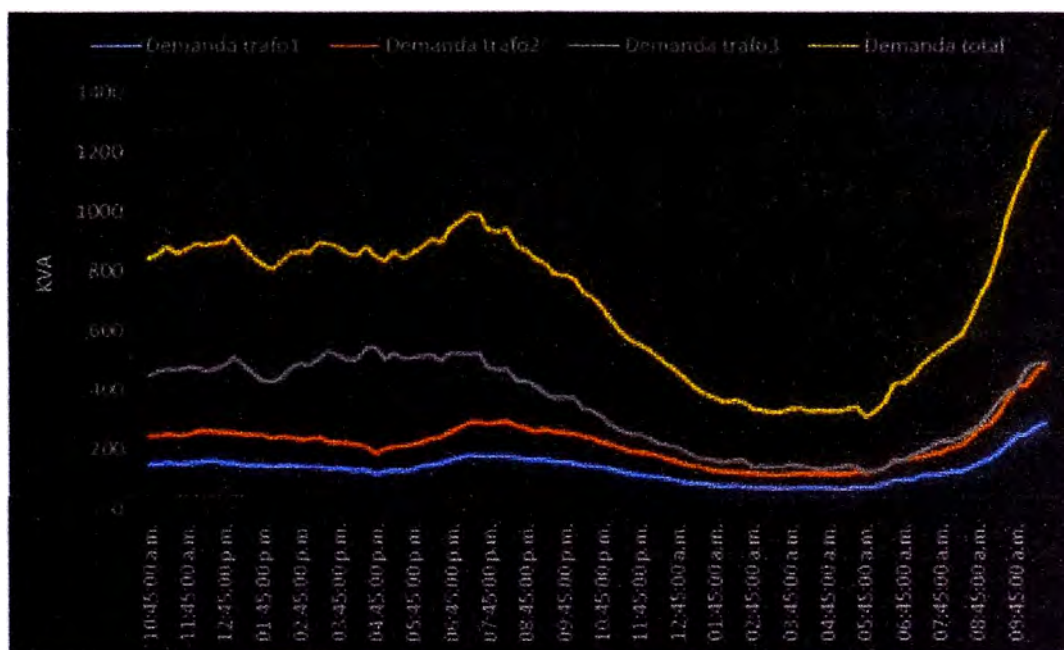


Gráfico N° 5.5: Diagrama de carga de un día típico

Fuente: Elaboración propia a partir de las mediciones enviadas por EDELNOR

Se observa que la máxima demanda se dio a las 10:30 h con un valor de 1273.63 kVA y una demanda promedio de 846.9 kVA.

Del plano del radio de la subestación se obtiene el siguiente metrado con el tipo de cable existente y el propuesto:

Tabla N° 5.1: Longitud de los circuitos pertenecientes a la SED 00007S

Fuente: Elaboración propia a partir del plano enviado por EDELNOR y catálogo de CEPER cables

CIRCUITO	LONG (m)	TIPO ORIGINAL	R(ohm/km) NKY a 20°C	R(ohm) NKY a 20°C	TIPO PROPUESTA	R(ohm/km) N2XY a 20°C	R(ohm) N2XY a 20°C
C1	240	NKY 3*150	0.124	0.030	N2XY 3-1x150	0.116	0.028
C2	115	NKY 3*500	0.0366	0.004	N2XY 3-1x500	0.039	0.004
C3	163	NKY 3*240	0.0754	0.012	N2XY 3-1x240	0.072	0.012
C4	265	NKY 3*150	0.124	0.033	N2XY 3-1x150	0.116	0.031
C5	265	NKY 3*150	0.124	0.033	N2XY 3-1x150	0.116	0.031
C5	30	NKY 3*35	0.524	0.016	N2XY 3-1x35	0.483	0.015
C6	30	NY 3-1*240	0.0754	0.002	N2XY 3-1x240	0.072	0.002
C6	30	NKY 3*35	0.524	0.016	N2XY 3-1x35	0.483	0.015
C6	40	NKY 3*35	0.524	0.021	N2XY 3-1x35	0.483	0.019
C6	35	NKY 3*35	0.524	0.018	N2XY 3-1x35	0.483	0.017
C6	58	NKY 3*10	0.524	0.030	N2XY 3-1x35	0.483	0.028
C6	30	NKY 3*150	0.124	0.004	N2XY 3-1x150	0.116	0.003
C7	258	NKY 3*35	0.524	0.135	N2XY 3-1x35	0.483	0.125
C8	230	NKY 3*70	0.268	0.062	N2XY 3-1x70	0.248	0.057
C9	290	NKY 3*10	0.524	0.152	N2XY 3-1x35	0.483	0.140
C10	165	NKY 3*120	0.124	0.020	N2XY 3-1x150	0.116	0.019
C10	190	NKY 3*10	0.524	0.100	N2XY 3-1x35	0.483	0.092
C11	75	NKY 3*150	0.124	0.009	N2XY 3-1x150	0.116	0.009
C11	180	NY 3-1*240	0.0754	0.014	N2XY 3-1x240	0.072	0.013
C12	380	NKY 3*35	0.268	0.102	N2XY 3-1x70	0.248	0.094
C13	248	NKY 3*150	0.124	0.031	N2XY 3-1x150	0.116	0.029
C14	155	NKY 3*150	0.124	0.019	N2XY 3-1x150	0.116	0.018
C15	275	NKY 3*10	0.524	0.144	N2XY 3-1x35	0.483	0.133
C16	270	NKY 3*10	0.524	0.141	N2XY 3-1x35	0.483	0.131
C17	190	NKY 3*150	0.124	0.024	N2XY 3-1x150	0.116	0.022
<b>Total</b>				<b>1.172</b>		<b>Total</b>	<b>1.085</b>

Para la propuesta del tipo de cable se ha mantenido la sección, dado que la mala calidad de tensión se dio en sólo cuatro suministros. Sólo se aumentó la sección cuando la longitud es superior a 250 m y ya no se ha considerado cables de sección igual a 10 mm<sup>2</sup>.

El cable tipo N2XY tiene capacidad de corriente igual a 1.3 veces la del tipo NKY que es obsoleto.

Tabla N° 5.2: Comparación de pérdidas por cambio de conductor

Fuente: Elaboración propia

I prom	2252.64
R inicial (ohm)	1.17
R final (ohm)	1.09
Variación de pérdida en la red (kW)	439.93
Cantidad de horas en el año	8760
Energía ahorrada (kW-h)	3853773.76
Precio en barra de energía (ctm. S/./kW.h)	23.07
Ahorro anual (S/.)	889065.61
Tipo de cambio	2.97
Ahorro anual (US \$)	299348.69

El precio en barra se obtuvo de la página web de la GART – OSINERGMIN.

Luego, se estima el costo de realizar la renovación de la red:

Tabla N° 5.3: Costos estimados por montaje

Fuente: Elaboración propia

Item	Descripción	Metrado		Precio ( S/.)	
		Un.	Cant.	Unitario	Total
<b>1.00</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>				
1.01	ROTURA DE VEREDA	m2	4 600.00	25	115 000.00
1.02	EXCAVACIÓN Y CIERRE DE ZANJAS (0.8 x 0.6 m) (INCLUYE COMPACTADO)	m	4 600.00	15	69 000.00
1.03	REPARACIÓN DE VEREDAS	m2	4 200.00	60	252 000.00
1.04	REPARACIÓN DE VEREDAS ESPECIALES	m3	200.00	140	28 000.00
					<b>464 000.00</b>
<b>2.00</b>	<b>INSTALACION DE CONDUCTORES</b>				
2.01	CONDUCTOR DE COBRE 3-1x240mm2 TIPO NYY	m	200.00	14	2 800.00
2.02	CONDUCTOR DE COBRE 3-1x150mm2 TIPO NYY	m	250.00	12	3 000.00
2.03	CONDUCTOR DE COBRE 3-1x70 mm2 TIPO NYY	m	200.00	8	1 600.00
2.04	CONDUCTOR DE COBRE 3-1x35 mm2 TIPO NYY	m	100.00	8	800.00
					<b>8 200.00</b>
<b>3.00</b>	<b>EMPALMES SUBTERRANEOS</b>				
3.01	EMPALMES SUBTERRANEOS 240mm2	jgo.	120.00	40	4 800.00
3.02	EMPALMES SUBTERRANEOS 150mm2	jgo.	300.00	25	7 500.00
3.03	EMPALMES SUBTERRANEOS 70mm3	jgo.	300.00	15	4 500.00
3.04	EMPALMES SUBTERRANEOS 35mm4	jgo.	240.00	15	3 600.00
					<b>20 400.00</b>
	<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECANICO -</b>				<b>492 600.00</b>

Tabla N° 5.4: Costos estimados por materiales

Fuente: Elaboración propia

Item	Descripción	Medrado		Precio ( S/ )	
		Un.	Cont.	Unitario	Total
<b>2.00</b>	<b>CONDUCTORES</b>				
2.01	CONDUCTOR DE COBRE 3-1 x240mm2 TIPO N2XY	m	373.00	160	59 680.00
2.02	CONDUCTOR DE COBRE 3-1x150mm2 TIPO N2XY	m	1 633.00	135	220 455.00
2.03	CONDUCTOR DE COBRE 3-1x70 mm2 TIPO N2XY	m	610.00	95	57 950.00
2.04	CONDUCTOR DE COBRE 3-1x35 mm2 TIPO N2XY	m	1 478.00	60	88 560.00
					<b>426 645.00</b>
<b>3.00</b>	<b>EMPALMES SUBTERRANEOS</b>				
3.01	EMPALMES SUBTERRANEOS 240mm2	jgo.	120.00	40	4 800.00
3.02	EMPALMES SUBTERRANEOS 150mm2	jgo.	300.00	25	7 500.00
3.03	EMPALMES SUBTERRANEOS 70mm3	jgo.	300.00	15	4 500.00
3.04	EMPALMES SUBTERRANEOS 35mm4	jgo.	240.00	15	3 600.00
					<b>20 400.00</b>
<b>4.00</b>	<b>CONECTORES</b>				
4.01	CONECTORES CU 240 mm2	jgo.	120.00	8	960.00
4.02	CONECTORES CU 150 mm2	jgo.	300.00	6	1 800.00
4.03	CONECTORES CU 70 mm2	jgo.	300.00	4	1 200.00
4.04	CONECTORES CU 35 mm2	jgo.	240.00	4	960.00
					<b>4 920.00</b>
	<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO -</b>				<b>451 965.00</b>

Tabla N° 5.5: Resumen de costos estimados

Fuente: Elaboración propia

ITEM	RUBRO	TOTAL	
		Nuevos Soles	Total en US \$ S/ 2.78
<b>1.00</b>	<b>SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN 0.22 KV</b>		
1.01	MATERIALES (Red Secundaria y sub estación)	451 965.00	162 577.34
1.02	MONTAJE (Red Secundaria y Sub Estación)	<u>492 600.00</u>	177 194.24
	<b>SUB TOTAL MATERIALES Y MANO DE OBRA.</b>	<b>944 565.00</b>	<b>339 771.58</b>
1.03	TRANSPORTE	3 000.00	1 079.14
1.04	GASTOS GENERALES	8%	75 565.20
	UTILIDADES	7%	<u>66 119.55</u>
			141 684.75
	<b>SUB TOTAL</b>	<b>1 089 249.75</b>	<b>391 816.46</b>
	IGV	196 064.96	70 526.96
	<b>TOTAL INSTALACIÓN REDES Y SUB ESTACIÓN (inc. IGV)</b>	<b>1 285 314.71</b>	<b>462 343.42</b>

Se ha considerado sólo las pérdidas por efecto Joule, por las siguientes razones:

- Los transformadores no se cambian, por lo que no se analizan pérdidas en el núcleo.
- El nivel de tensión es bajo, por lo que no se analiza pérdidas por efecto corona, además la red es subterránea.
- Las longitudes son cortas, las pérdidas capacitivas son despreciables.

#### 5.4. Obtención de los indicadores de rentabilidad

##### **Valor actual neto (VAN)**

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+r)^t} - I_0$$

Donde:

$Vt$  = Flujo de Caja en cada período  $t$

$I_0$  = Valor de desembolso inicial de la inversión

$n$  = Número de períodos considerado, para que un proyecto se rentable se toma como máximo el valor de 4

$r$  = Tasa de Interés, que de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, se establece en 12%

##### **Tasa de Interés de Retorno (TIR)**

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0$$

Donde:

$Vt$  = Flujo de Caja en cada período  $t$

$I_0$  = Valor de desembolso inicial de la inversión

$n$  = Número de períodos considerado, para que un proyectose rentable se toma como máximo el valor de 4

### Relación Beneficio / Costo (B/C)

$$\frac{B}{C} = \frac{VAN \text{ Beneficios}}{VAN \text{ Costos}}$$

### Resultados

Previamente, se obtiene el cuadro de beneficios.

Tabla N° 5.6: Beneficios por mejoras en la red

Fuente: Elaboración propia

Ingresos	US \$
Compensaciones por calidad de tensión	\$599.01
Compensaciones por calidad de suministro	\$4,192.26
Ahorro de pérdidas	\$299,348.69
<b>Total</b>	<b>\$304,139.96</b>

Luego obtenemos los indicadores requeridos:

Tabla N° 5.7: Determinación de indicadores de rentabilidad

Fuente: Elaboración propia

Inversión	-\$462,343.42
Ingreso año 1	\$304,139.96
Ingreso año 2	\$304,139.96
Ingreso año 3	\$304,139.96
Ingreso año 4	\$304,139.96

<b>VAN</b>	\$411,996.32
<b>TIR</b>	54%
<b>B/C</b>	2.00

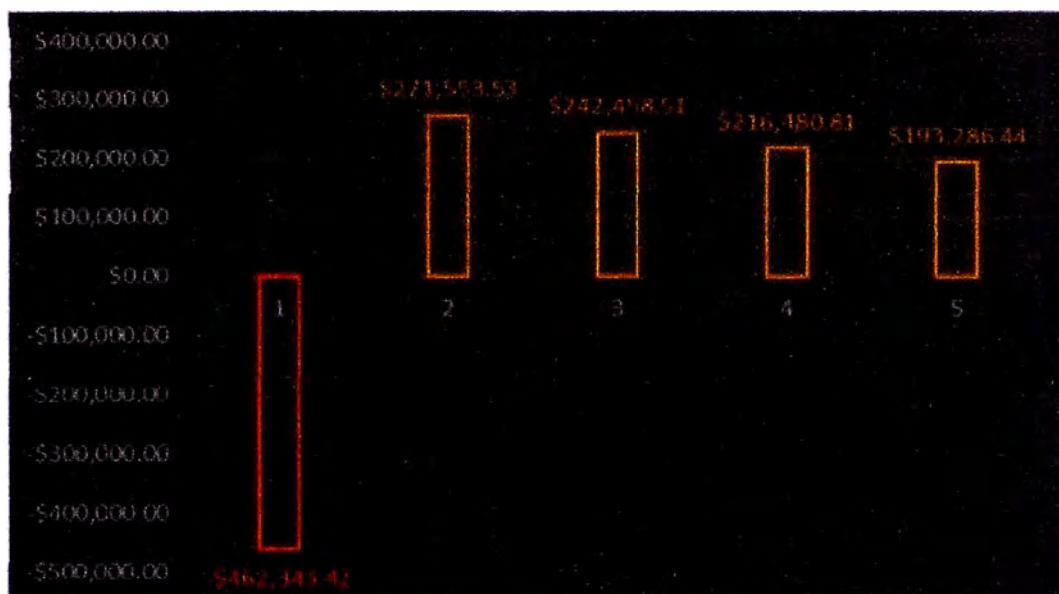


Figura N° 5.6: Flujos de caja

Fuente: Elaboración propia

Se demuestra que la remodelación de la red es económicamente rentable.

Nótese que no se ha considerado el beneficio perceptible por el usuario, dado que capitalizando el daño evitado es de US\$ 25 504.46 y la probable multa por incumplimiento en caso de iniciar un proceso administrativo por disposición, su valor oscila entre las ocho y diez UIT. De considerar ambos factores, la rentabilidad aumenta.

## CAPÍTULO VI

### ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

#### 6.1. Actividades desarrolladas

Considerando la mejora del servicio eléctrico de la SED 00007S como un proyecto, las componentes son:

- Mejora de la calidad de tensión
- Mejora de la calidad de suministro

Para ambas componentes se realizó las siguientes actividades:

##### 6.1.1. Elaboración y envío de informe

Durante la segunda mitad del año 2013 se envió un informe por calidad de tensión y otro por calidad de suministro. Ambos informes analizaron la performance de toda la empresa,

##### 6.1.2. Análisis de la respuesta por parte de la empresa

En su descargo, EDELNOR manifestó que se encontraba cumpliendo sus planes de mantenimiento.



6.1.3. Reuniones de coordinación

En octubre del año 2013 se realizó la primera reunión, en la cual se presentaron las siguientes imágenes:

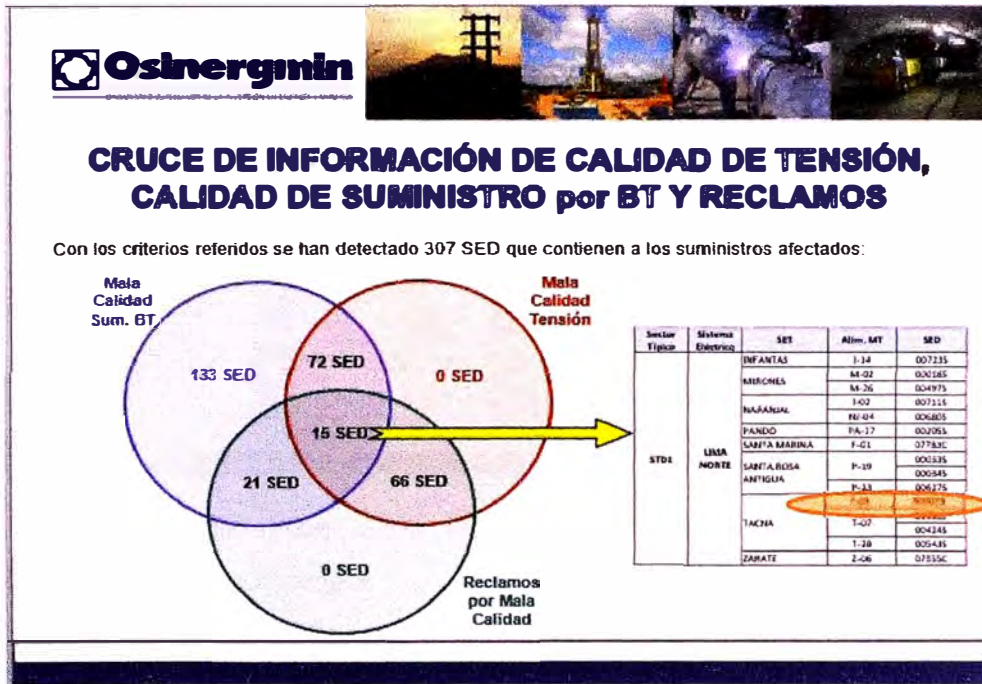


Figura N° 6.1: Cruce de información por calidad de tensión, suministro y reclamos

Fuente: Elaboración propia



### LISTA DE SUMINISTROS CON INCUMPLIMIENTO

Sector Típico	Sistema Eléctrico	Subestación de Transmisión	Alimentador de MT	SED	Suministro	Mala Calidad de Suministro	Mala Calidad de Tensión	Presentó Reclamo
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	1.72	D		SI
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	41793	D		SI
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	185558	D		SI
STD1	LIMA NORTE	MIRONES	M-17	000075	71899		inferior a 7.5% Vn	
STD1	LIMA NORTE	MIRONES	M-17	000075	176544		inferior a 7.5% Vn	
STD1	LIMA NORTE	MIRONES	M-17	000075	214411		inferior a 7.5% Vn	
STD1	LIMA NORTE	MIRONES	M-17	000075	244879		inferior a 7.5% Vn	
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	68	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	70	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	84	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	86		inferior a 7.5% Vn	
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	94	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	148	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	154	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	160	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	166	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	174	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	175	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	199	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	220	D		
STD1	LIMA NORTE	TACNA	T-CB	000075	221	D		

Figura N° 6.2: Suministros con mayor cantidad de incumplimientos

Fuente: Elaboración propia

La segunda reunión se realizó en el mes de junio 2014, aquí se presentó el informe que se muestra en el anexo N° 4, del cual sobresalen las siguientes tablas:

Tabla N° 6.1: Clasificación de suministros por valores del indicador “D”

Fuente: Elaboración propia

D (h)	2012-1	2012-2	2013-1	2013-2	2014-1
[10-15>	25	46	16	243	174
[15-20>	0	1	2	12	132
[20-25>	0	151	1	5	177
[25-30>	0	224	0	25	17
Más de 30	0	52	225	1	62
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>474</b>	<b>244</b>	<b>286</b>	<b>562</b>
Total de suministros	926	928	932	933	934
% del total de suministros	3%	51%	26%	31%	60%

Tabla N° 6.2: Agrupación de suministros con mala calidad de suministro por alimentador de baja tensión

Fuente: Elaboración propia

Semestre	Alimentador BT	Cantidad de suministros
2012-1	A-11	24
	A-4	1
2012-2	A-10	203
	A-13	44
	A-4	2
	<b>A-5</b>	<b>224</b>
	A-2	1
2013-1	A-10	17
	A-13	1
	A-4	1
	<b>A-5</b>	<b>224</b>
	A-2	1
2013-2	A-10	46
	A-11	9
	A-13	3
	A-18	1
	A-4	1
	<b>A-5</b>	<b>224</b>
	A-2	1
2014-1	<b>A-10</b>	<b>179</b>
	A-11	174
	A-5	73
	A-4	27
	A-13	9
	A-12	2
	A-18	98

#### 6.1.4. Supervisión de archivos

En calidad de tensión, se procesó y verificó los archivos CTE, FTE y fuente de medición para la obtención de los nuevos perfiles.

Del procesamiento del archivo fuente se identificó que en tres suministros se levantó la mala calidad. En la remediación realizada en septiembre 2013, del suministro N° 178544 persistió la mala calidad.



Figura N° 6.3: Reporte de mediciones para el suministro N° 178544

Fuente: SIRVAN

La empresa comunicó que hicieron configuraciones en la red, pero no se pudo realizar la remediación en octubre 2013 ante la negativa del usuario, tal como se puede apreciar en la imagen anterior. En marzo 2014 se realizó la medición con equipo de OSINERGMIN.

Resultado de la revisión, se identificó un nuevo caso de mala calidad, se trata del suministro N° 214411 cuyos perfiles se muestran a continuación:

Primera medición: Realizada por EDELNOR con aceptable calidad.

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 04/02/2010 12:15 h y 11/02/2010 12:00 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resulto 1.64% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con aceptable calidad de tensión.

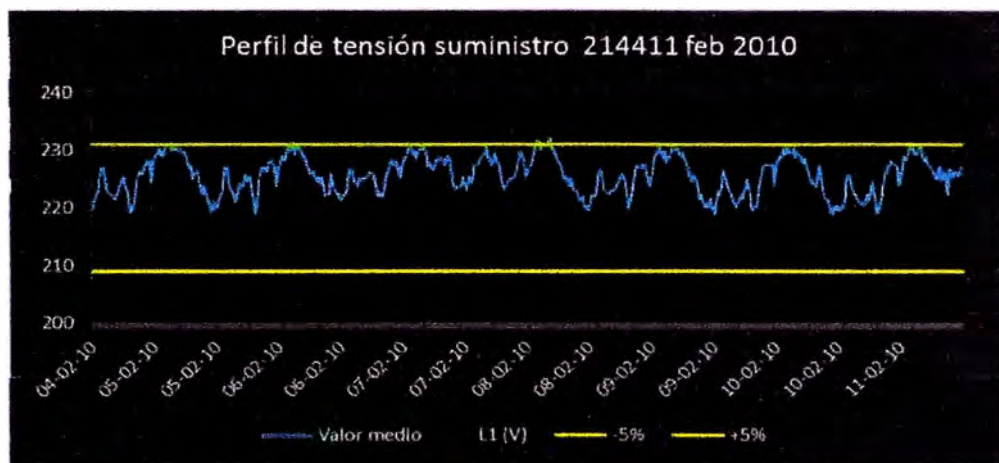


Figura N° 6.4: Perfil de tensión del suministro N° 214411 en febrero 2010

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo fuente enviado por EDELNOR

Segunda medición: Realizada por EDELNOR donde se identificó la mala calidad.

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 28/08/2013 15:45 h y 04/09/2013 15:30 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resulto 22.92% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con mala calidad de tensión.

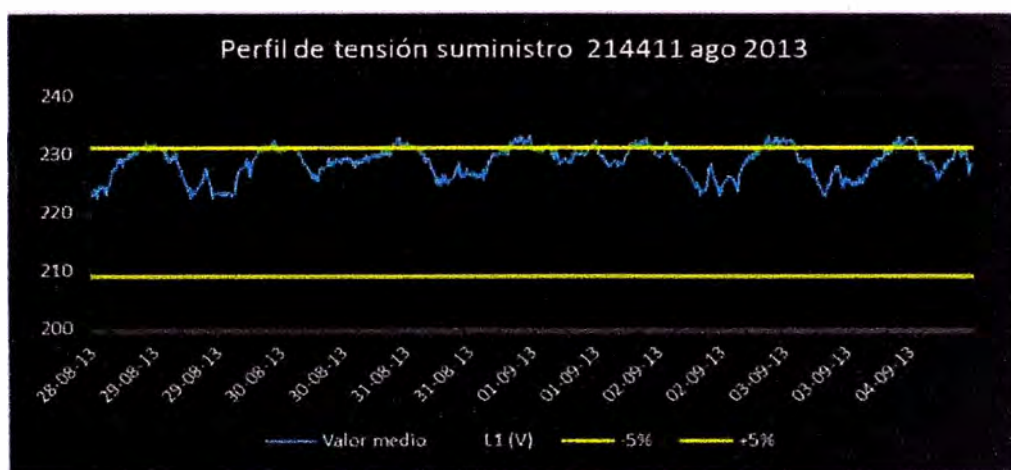


Figura N° 6.5: Perfil de tensión del suministro N° 214411 en agosto 2013  
Fuente: Elaboración propia a partir del archivo fuente enviado por EDELNOR

Tercera medición: Realizada por EDELNOR donde se verifica el levantamiento de la mala calidad.

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 18/11/2013 16:00 h y 28/11/2013 08:45 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resulto 22.92% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con aceptable calidad de tensión.



Figura N° 6.6: Perfil de tensión del suministro N° 214411 en noviembre 2013

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo fuente enviado por EDELNOR

Los perfiles de tensión obtenidas de las remediciones, se presentan en el anexo N° 5.

En Calidad de suministro, se procesó y verificó los archivos RIN, RDI y CIIS, dando como resultado la duración de cada interrupción por usuario.

A continuación, se muestran los cuadros comparativos del primer y segundo trimestre 2014.



Tabla N° 6.3: Cantidad de suministros donde se superó la tolerancia

Fuente: Elaboración propia

Parámetro	2014-T1	2014-T2
<b>Nmáx</b>	7	2.5
<b>Dmáx</b>	152.2325	24.175
<b>Excedieron "N"</b>	4	0
<b>Excedieron "D"</b>	561	98

Tabla N° 6.4: Cantidad de suministros donde se superó la tolerancia por alimentador

Fuente: Elaboración propia

Trimestre	Alimentador BT	Cantidad de suministros
2014-T1	<b>A-10</b>	<b>179</b>
	A-11	174
	A-5	73
	A-4	27
	A-13	9
	A-12	2
2014-T2	<b>A-18</b>	<b>98</b>

Se puede apreciar que la empresa ha disminuido la cantidad de suministro donde se exceden las tolerancias y ha redistribuido las cargas para disminuir el tiempo en efectuar las obras de remodelación. Lo cual se confirma en la figura N° 6.11.

## 6.2. Realización de pruebas finales

### 6.2.1. En calidad de tensión

Para verificar el levantamiento de la mala calidad de tensión en los cuatro suministros, se realizó mediciones inopinadas, es decir, sin participación de la empresa. La prueba se pudo realizar en dos de ellos, en los suministro N° 71899 y 244879 no hubo autorización del usuario.

Las consideraciones de ensayo fueron:

- Que el equipo propio se encuentre instalado una semana de manera ininterrumpida con el fin de obtener los 672 intervalos establecidos en la NTCSE o 288 como mínimo, que es la cantidad requerida en caso de reclamo.
- Se empleó equipos calibrados con capacidad de medir tensión y probables cortes de energía, con el fin de verificar el correcto reporte por parte de la empresa. Los certificados de calibración de los equipos empleados se muestran en el anexo N° 6 y las planillas de medición en el anexo N° 7

A manera de ejemplo, se muestran, en forma secuencial las mediciones para el suministro N° 178544.

Primera medición: Realizada por EDELNOR donde se identificó la mala calidad.

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 04/11/2010 13:45 h y 11/11/2010 13:30 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resultó 11.90% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con mala calidad de tensión.



Imagen N° 6.7: Perfil de tensión del suministro N° 178544 en noviembre 2010

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo fuente enviado por EDELNOR

Segunda medición: Realizada por EDELNOR para demostrar el levantamiento de la mala calidad.

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 25/09/2013 16:30 h y 28/09/2013 16:15 h

Resultado: De los 288 intervalos evaluados, resultó 11.46% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con mala calidad de tensión.



Figura N° 6.8: Perfil de tensión del suministro N° 178544 en septiembre 2013

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo fuente enviado por EDELNOR

Tercera medición: Realizada por OSINERGMIN donde se verificó el levantamiento de la mala calidad.

Antecedentes: Medición realizada por UCS-GFE entre el 07/03/2014 13:15 h y 12/03/2014 13:15 h

Resultado: De los 351 intervalos evaluados, por situación de corte, resultó 3.99% de los intervalos con mala calidad.

Conclusión: Cliente con aceptable calidad de tensión.

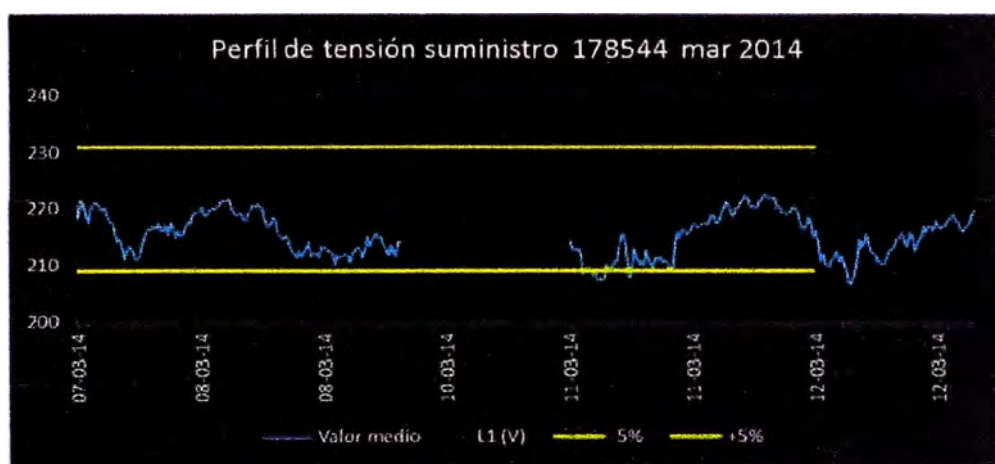


Figura N° 6.9: Perfil de tensión del suministro N° 178544 en marzo 2014

Fuente: Elaboración propia

El corte se produjo por las obras de mantenimiento realizadas en la quincena de marzo 2014, tal como lo comunica el representante de la empresa en el correo que se muestra en la imagen N° 6.11.

Los perfiles de tensión obtenidos de la mediciones con equipos propios se muestran en el anexo N° 8.

#### 6.2.2. En calidad de suministro

Para supervisar la calidad de suministro, se emplea el aplicativo que procesa la información reportada por la concesionaria. Como ejemplo, se muestra el reporte para el suministro N° 189253 que tuvo mayor valor del indicador “D” durante el segundo semestre del 2013.



INTERRUPCIONES REPORTADAS POR EDELNOR EN APLICACION DE LA MTC SE  
SUMINISTRO N° 189253  
Periodo: Enero 2012 a Junio 2014

Datos del Suministro	
Ciudad/Razón	HERMANDAD DEL SEÑOR DE LOS
Dirección	CANETE 354 LBMA
Código SET o SED	00007S
Nivel de Tensión	BT
Ubigeo	150101

Tipo Interrupción	Cantidad	Duración (Minutos)
Mantenimiento	0	0
Expansión	5	1.07
No Programado	22	171.10
Rancho de Carga	0	0
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>172.23</b>



Núm.	Código de Interrupción	Fecha Inicio	Hora Inicio	Fecha Final	Hora Final	Duración (Horas)	Tipo	Solicitad FM (%)	Motivo	Localización de la Falla
1	288388	04/02/2012	10:10:00 AM	04/02/2012	10:13:00 AM	0.08	E		REFORMA	M-17, SUBESTACION CONVENCIONAL, TABLERO
2	288410	21/04/2012	02:48:00 PM	21/04/2012	04:13:00 PM	1.43	N		ROBO	M-17, SUBESTACION AEREA, RECCIONADOR FUSIBLE
3	4087437	28/07/2012	08:23:00 PM	28/07/2012	01:27:00 AM	3.02	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, SUBESTACION CONVENCIONAL, FUSIBLE
4	4087432	28/07/2012	08:24:00 AM	28/07/2012	08:42:00 PM	8.47	N		MATERIAL O EQUIPO INADECUADO	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
5	4121278	08/09/2012	01:03:00 PM	08/09/2012	01:27:00 PM	0.32	N		OTROS PROFIOS	M-03-000179-E, SUBESTACION CONVENCIONAL, FUSIBLE
6	4184711	08/11/2012	04:00:00 PM	08/11/2012	04:34:00 PM	0.37	N		FALSO CONTACTO	M-03-000179-E, AEREA, TABLERO DE BT
7	4232424	25/12/2012	03:35:00 PM	25/12/2012	09:01:00 PM	5.42	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
8	4246198	28/12/2012	01:53:00 PM	28/12/2012	02:36:00 PM	0.47	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
9	4284211	14/01/2013	11:00:00 AM	14/01/2013	08:00:00 PM	8.13	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
10	4301711	04/02/2013	04:01:00 PM	04/02/2013	11:32:00 PM	7.38	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
11	4334821	18/02/2013	10:48:00 AM	18/02/2013	10:32:00 PM	11.6	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
12	4351222	04/04/2013	05:49:00 PM	04/04/2013	11:07:00 PM	5.32	N		ENVUELO/MIENTO	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
13	4381411	09/04/2013	09:28:00 AM	09/04/2013	03:28:00 PM	5.56	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
14	4331352	26/04/2013	12:17:43 AM	20/04/2013	01:02:11 AM	0.70	N		OTROS PROFIOS	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE



INTERRUPCIONES REPORTADAS POR EDELNOR EN APLICACION DE LA MTC SE  
SUMINISTRO N° 189253  
Periodo: Enero 2012 a Junio 2014

Núm.	Código de Interrupción	Fecha Inicio	Hora Inicio	Fecha Final	Hora Final	Duración (Horas)	Tipo	Solicitad FM (%)	Motivo	Localización de la Falla
15	4405914	08/05/2013	02:40:00 AM	08/05/2013	03:10:00 AM	0.4	N		OTROS PROFIOS	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
16	4418774	18/06/2013	12:10:00 PM	18/06/2013	12:38:00 PM	0.40	E		REFORMA	M-03-000179-E, SUBESTACION CONVENCIONAL, RECCIONADOR FUSIBLE
17	4407268	15/07/2013	01:05:00 PM	15/07/2013	11:06:00 PM	04.28	N		AMENAZA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
18	4407269	15/07/2013	01:05:00 PM	15/07/2013	11:06:00 PM	04.28	N		AMENAZA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
19	4301467	25/07/2013	11:25:00 AM	25/07/2013	11:04:00 PM	11.85	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
20	4301467	25/07/2013	11:25:00 AM	25/07/2013	11:04:00 PM	11.85	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
21	4334812	07/08/2013	18:40:00 AM	07/08/2013	10:22:00 AM	0.3	E		REFORMA	M-03-000179-E, SUBESTACION CONVENCIONAL, RECCIONADOR FUSIBLE
22	4334812	07/08/2013	10:40:00 AM	07/08/2013	10:22:00 AM	0.3	E		REFORMA	M-03-000179-E, SUBESTACION CONVENCIONAL, RECCIONADOR FUSIBLE
23	4414058	24/11/2013	04:00:00 PM	24/11/2013	05:28:00 PM	0.48	N		FALSO CONTACTO	M-03-000179-E, SUBESTACION CONVENCIONAL, TABLERO DE BT
24	4701130	21/01/2014	08:33:00 PM	21/01/2014	12:00:00 PM	3.62	N		SOBRECARGA	M-03-000179-E, SUBESTACION CONVENCIONAL, FUSIBLE
25	4701028	17/02/2014	08:31:00 PM	17/02/2014	08:43:00 PM	0.3	N		ENVUELO/MIENTO	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
26	4803478	25/03/2014	10:25:33 AM	25/03/2014	03:42:30 PM	3.29	N		ENVUELO/MIENTO	M-03-000179-E, RED SUBTERRANEA, CABLE
27	4844028	07/04/2014	08:00:00 AM	07/04/2014	08:10:00 AM	0.17	E		REFORMA	M-03-000179-E, SUBESTACION CONVENCIONAL, RECCIONADOR FUSIBLE

[1] Campo referencial la Jassera Legal de la GFE (JLFE) Informará sobre las pérdidas de Fuente Mayor.

Figura N° 6.10: Consulta de interrupciones para el suministro N° 189253 en el periodo enero 2012 – junio 2014

Fuente: Sistema de reporte de interrupciones UCS – GFE

De este modo se puede comprobar que las interrupciones cesaron a partir de la modificación en la llave realizada en el mes de abril 2014. De igual manera se realizan las consultas para los demás suministros críticos.

La calidad de la información se supervisa mediante la instalación de equipos testigos, esta actividad es parte del Procedimiento de Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD.

### 6.3. Logro final del propósito

Finalmente se logró subsanar la mala calidad de tensión en los cuatro (04) suministros originalmente identificados , así como el identificado en la supervisión de los archivos para verificar el levantamiento de la mala calidad en los cuatro suministros anteriores y reducir de doscientos ochenta y seis (286) usuarios con mala calidad de suministro a noventa y ocho (98) agrupados en la segunda cuadra de la Av. Tacna, específicamente en las direcciones 214 y 240, tal como se aprecia en el anexo N° 9. Se espera la renovación del alimentador N° 18 para el mes de agosto 2014, con lo cual se reducirá a cero los usuarios con mala calidad de suministro.

Estos resultados fueron consecuencia de las acciones realizadas por la empresa, detalladas en el correo que se muestra a continuación:

De: Antunez Lopez, Julio Cesar, EDELNOR [<mailto:jantunez@edelnor.com.pe>]

Enviado el: miércoles, 02 de julio de 2014 02:39 PM

Para: Jorge Cancio Mañuico Mallma

CC: Ferrua Principe, Edilberto Martin, EDELNOR

Asunto: RV: Calidad de servicio en suministros SED 000075

Estimado Jorge,

Con la finalidad de dar una solución oportuna y definitiva al problema de la SED 000075, venimos ejecutando acciones que hemos dividido en 2 etapas.

**1ra etapa - Renovación de redes en las salidas de la SED 000075:**

Del 10/03/14 al 19/03/14 se realizaron el cambio de cables en las salidas de las llaves de la SED 000075, se intervinieron en las llaves 05, 06, 10, 11 y 13 que presentaban reclamos reiterativos en BT, por problemas de cables en mal estado. Después de la normalización no se han presentado reclamos en dichas llaves intervenidas:

**2da etapa - Proyecto de renovación de redes SED 000075:**

Se ha culminado con la Ingeniería y consiste en la renovación de 4.6 km de redes de baja tensión (servicio particular y alumbrado público). En la presente semana, se ha iniciado con la gestión para la obtención de las autorizaciones municipales, considerando los plazos de la Municipalidad Metropolitana de Lima (15 días aprox.) y la suspensión de autorización por fiestas patrias (del 15 al 31/07/2014), estimamos iniciar los trabajos la primera semana de Agosto y culminarlo a fin de ese mes.

Para cualquier consulta estamos a tu disposición.

Saludos cordiales,  
Julio Antunez

Figura N° 6.11: Correo del coordinador de EDELNOR al Jefe de la Unidad de Distribución y Alumbrado Público de la GFE - OSINERGMIN

Nótese que existe la ordenanza municipal que impide realizar obras eléctricas en el centro histórico durante las fechas festivas. La restricción rige para los meses de julio y noviembre hasta febrero del año siguiente.



## **Conclusiones**

- Se redujo a cero la cantidad de usuarios con mala calidad de tensión, logrando el primer objetivo específico señalado en el capítulo III.
- Se redujo a noventa y ocho la cantidad de usuarios con mala calidad de suministro, equivalente al 23% del valor inicial, se espera conseguir el segundo objetivo específico en el cuarto trimestre del 2014.
- Es económicamente factible realizar la mejora a la red, dado que el VAN obtuvo un valor de \$411,996.32, un TIR de 54% y una relación de Beneficio – Costo igual a 2.

**Recomendaciones**

- Dar mayor espacio en la currícula a cursos orientados a la supervisión para que el profesional no sólo pueda proveer productos, sino también servicio.
- Implementar al procedimiento la supervisión focalizada en subestaciones que agrupen la mayor cantidad de suministros con mala calidad de tensión y suministros. Con ello, los plazos de subsanación se acotarían bajo criterios establecidos.

**Bibliografía**

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.

Código Nacional de electricidad, tomo Suministro, publicado en el año 2011.

Catálogo de CEPER cable.

Ley de Concesiones Eléctricas.

Regulación y supervisión del sector eléctrico, autores Danmert, García y

Molinelli, editorial PUCP.

# **PLANO DEL RADIO DE LA SED 00007S**



**edelnor**  
 INGENIERIA Y SISTEMAS S.A.  
 GESTIÓN DE DATOS TÉCNICOS

**PROYECTO:** LIMA CERCADO COLOMBIAL  
**CLIENTE:** RADIO DE LA SCS 00007S  
**SISTEMA:** REDES A.S.P. - S.P.  
**FECHA:** 01/12/2011  
**HOJA:** 01/01  
**ESCALA:** 1:5000

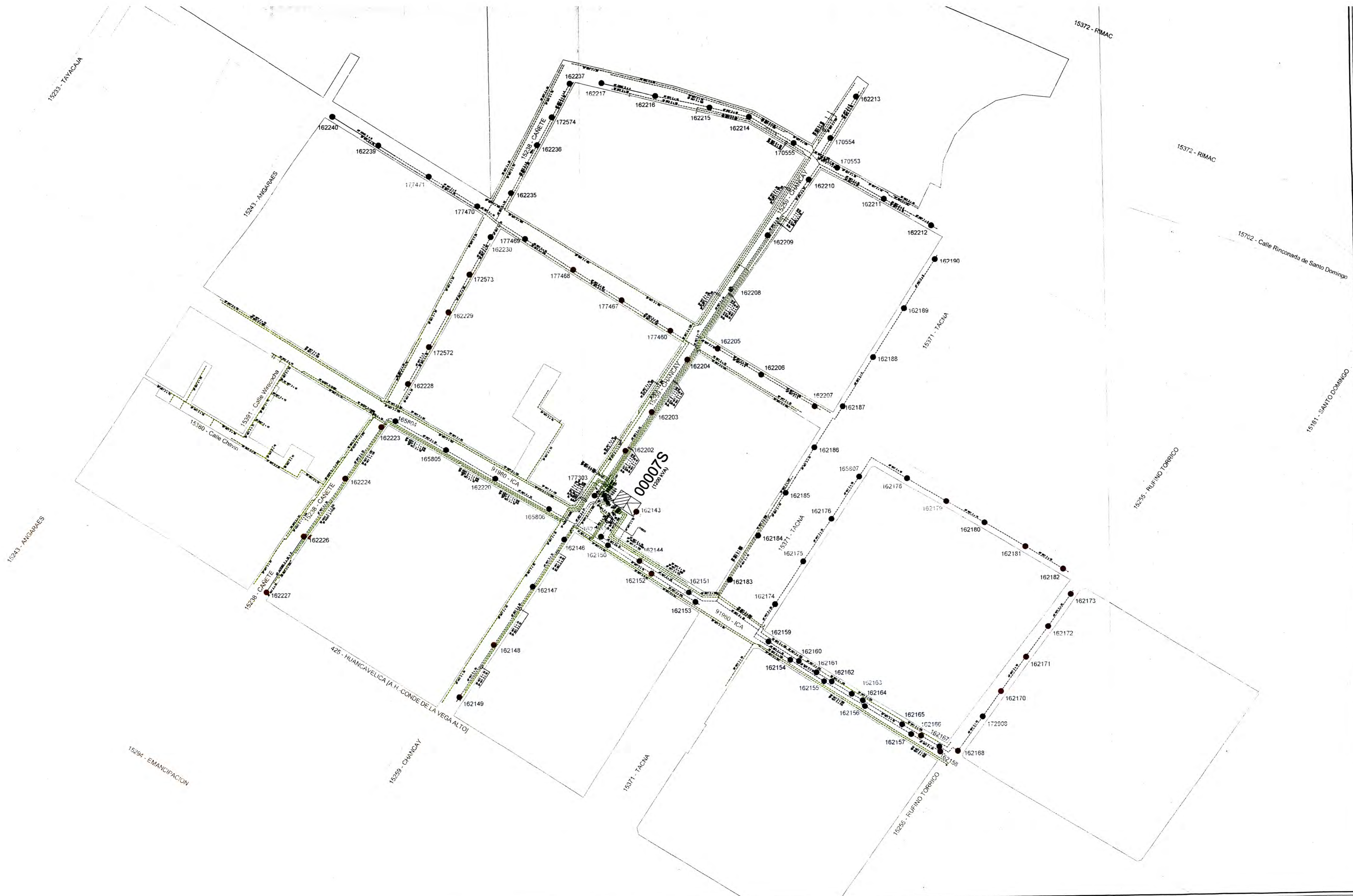
**POTENCIA**

10 W
100 W
1000 W
200 W
MEZCLADO 120 W
MIXTA 200W

**LEYENDA BT**

Subestación  
 Central Office  
 Amplificador  
 Caja de Conexión  
 Cable  
 Fibra Óptica  
 Duplexador  
 Longitud de Onda  
 Longitud de Onda BT  
 Amplificador BT  
 Duplexador BT  
 Cable BT  
 Cable BT y S.P.

Condensador Subestación SP  
 Condensador Armado SP ATCCO  
 Condensador Subestación AP  
 Diagrama



**LEYENDA BT**

	Subestacion Convencional Subterranea		Conductor Subterraneo SP
	Apoyo de Hormigon BT		Conductor Aereo AP AUTOSO.
	Apoyo Acero BT		Conductor Subterraneo AP
	Totalizador AP		Cartografia
	Ulaves de AP y SP		

**POTENCIA**

	70 W
	150 W
	400 W
	250 W
	MERCURIO 125 W
	MIXTA 250W

GERENCIA TECNICA  
 SUB GERENCIA DE OPERACIONES Y CALIDAD DE SERVICIO  
 SECCION  
**GESTION DE DATOS TECNICOS**

DISTRITO	<b>LIMA CERCADO</b>		SUCURSAL	<b>COLONIAL</b>
PROYECTO	<b>RADIO DE LA SCS 00007S REDES AP - SP</b>			
ELABORADO	BESTEL	REVISADO	J. GONZALES	V/B
FECHA	08/11/2013	ESCALA	1/1000	J. CASTROZ.
				<b>001</b>

## **APÉNDICE:**

**Anexo 1: Resumen de SED con incumplimientos de EDELNOR**

**Anexo 2: Suministros con mala calidad de suministro de la SED 00007S**

**Anexo 3: Perfiles de tensión de suministros con mala calidad**

**Anexo 4: Informe exclusivo de la SED 00007S**

**Anexo 5: Perfiles de tensión obtenidos en la remediación**

**Anexo 6: Certificados de calibración**

**Anexo 7: Planillas de medición**

**Anexo 8: Perfiles de tensión obtenidos de las mediciones con equipos propio**

**Anexo 9: Relación de suministros con mala calidad de suministro cuya mejora está programada para el mes de agosto 2014**

**Anexo 10: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)**

**Anexo 11: Base Metodológica (BM)**

**Anexo 12: Procedimiento de Supervisión de la NTCSE y su BM**

## Anexo 1: Resumen de SED con incumplimientos de EDELNOR

Sector Típico	Sistema Eléctrico	Transformador de Potencia	Alimentador MT	SED MT/BT	Cantidad de Suministros que superaron tolerancias				Cantidad de Reclamos presentados por Mala Calidad	TOTAL SUMINISTROS CON INCUMPLIMIENTOS		
					Calidad de Suministro		Calidad de Tensión			POR SED	POR ALIMENTADOR MT	
					Indicador "D"	Indicador "N"	Inferior a 7.5% Vn	Superior a 7.5% Vn				
STD1	LIMA NORTE	ANCON	N-01	02368A	3					3	3	
			N-06	00960S	3					3		
				00962S	2					2	54	
				00963S	49					49		
		BARI	K-02	04226A	93					93	93	
			K-09	06792C				1		1	2	212
				06800C	105	105					210	
			K-11	00216S	1			1		2	2	
			K-13	01241S			3			2	5	5
			K-16	00526S			2			1	3	3
			K-21	00735S			1			1	2	2
			CANTO GRANDE	CG-05	14124A	8						8
		CG-06		07964C	160						160	160
		CG-08		04014A	2			1			3	13
				06508C	8		1	1			10	
		CG-09		07592C	3						3	3
		CG-10		04527A	290						290	290
		CG-12		04077A	12						12	22
				06591C	9		1				10	
		CG-13		02168A	6						6	6
CG-16	03552A	44							44	44		
CG-17	06447C			1				2	3	3		
CG-18	02601A	69							69	72		
	03745A				2			1	3			
STD1	LIMA NORTE	CAUDIVILLA	CV-02	04023A	23					23	23	
			CV-03	05218C	15					15	39	
				05220C	24					24		
			CV-04	03178A	2					2	36	
				07745C	33			1			34	
			CV-05	07030C	5				1		6	9
				07066C	3						3	
			CV-06	13987A	21			1			22	22
			CV-07	01728S	48						48	
				07037C	3		1				4	138
		CV-08	12671A		86					86		
			02667A	92						92	94	
		CV-09	12265A				1			1	2	
			04442A	17						17	17	
		CHAVARRIA	CH-09	00798S	17		1				18	20
			CH-11	05487C				1			2	
				12219A			2				1	3
			CH-14	00586S	66			2			68	70
				12233A	2						2	
			CH-18	07787C	10						10	10
CH-20	07184C		16		1				17	141		
	07416C		124						124			
CH-21	00685S		1				1		2	2		
CH-23	00712S		114						114	114		
CH-24	05967C	8						8	8			
CH-27	01235S	14						14	16			
INDUSTRIAL	04923A			1				1	2			
	ID-01	00261S	1		2				3	7		
ID-07	00262S			3				1	4			
	22241A	5			1				6	6		
INFANTAS	I-02	00711S	1			1			4	6	6	
	I-03	02087A	6							6	6	
		05204C			1				1	2		
	I-06	05211C			1				1	2	162	
		06005C			1				1	2		
	I-09	06316C	155			1				156		
		03295A			1	1			1	3	3	
	I-10	03737A	10							10	224	
		13752A	214							214		
	I-14	00723S	73		1				2	76	76	
		03482A	41						1	42		
	I-15	05065C	113	1						114	284	
		05077C	91				1			92		
	I-16	12546A	36							36		
		00682S	113		1	1				115	115	
	I-20	02743A	3						3	3		
	I-21	07427C	102			1				103	103	
	I-22	12427A	28							28	28	
	JICAMARCA	J-01	03511A	88			1			69	333	
		J-02	03517A	132	132					264		
04486A			4						4	4		
J-03		22258A	109	7		1			117	117		
J-04		03789A					1		1	2	8	
	03791A	6							6			
J-05	02658A				2			1	3			
	04557A	1				1			2	10		
MA-03	04834A	4						1	5			
	05524C	39							39	39		
MA-05	00750S	148							148	148		
MA-09	01146S	1			1				2	2		
MA-17	00430S	1			1				2	2		
MA-18	01201S				1			1	2	2		



MIRONES	M-02	00006S	178		1		179	256	
		00018S	13		4	10	27		
		00047S	17		1		18		
		12829A	32				32		
	M-04	00173S			1		2	3	75
		05577C	1		1			2	
		12672A	70					70	
	M-05	00250S	1		2	1		4	10
		00257S			1		5	6	
	M-08	00009S	264					264	366
		12019A	102					102	
	M-14	00595S	216					216	216
	M-15	00813S			3		1	4	18
		04094A	13			1		14	
	M-19	00449S	5		2			7	7
	M-21	00604S	72		1			73	75
		06545C			1		1	2	
	M-25	12575A	86					86	86
	M-26	00497S	141		1		1	143	144
		05673C			1			1	
	M-34	02050A	9		1	1		11	20
		07335C	9					9	
	M-35	00274S			1		2	3	3
	M-36	13837A	3					3	3
	NJ-01	04053A	15					15	15
	NJ-02	07626C	12					12	12
NJ-04	00680S	2			1	1	4	7	
	00681S	1		2			3		
NJ-05	02974A				1	1	2	2	
NJ-06	01682S	3					3	86	
	07123C	83					83		
NJ-07	02703A			1		1	2	2	
NJ-12	00781S			3		1	4	6	
	04778A	2					2		
NJ-15	12135A	34		1			35	59	
	20639A	24					24		
NJ-16	04103A	94		1			95	95	
OQUENDO	O-03	01888S			1		2	3	3
	O-05	02114A	47	14				61	72
		22086A	11					11	
	O-09	04216A	81					81	130
		04356A	48				1	49	
	O-10	02066A	20					20	159
		02490A	131					131	
		02636A				2	1	3	
		02638A	4				1	5	
	O-12	02158A			1	1	1	3	9
		02304A	1				1	2	
	O-14	03339A			2	1	1	4	10
		02155A	9			1		10	
	O-15	03721A	6					6	184
		03722A	97		1			98	
		13040A	76	4				80	
	O-19	00532S	12					12	12
		02682A	2					2	
	O-20	03049A	65					65	67
		00180S	46					46	
PANDO	PA-03	00212S			1		1	2	51
		00241S			2		1	3	
	PA-06	00150S	29		5			34	114
		00395S	78		1	1		80	
	PA-09	01360S			2		2	4	4
	PA-12	00864S	2					2	5
22077A				1	1	1	3		
PA-15	01717S	21					21	21	
	00205S	2		1		1	4		
	00548S	57		1	1		59		
PA-17	06620C	15					15	78	
	00020S			2		2	4		
Q-03	00257S	13		3			16	16	
Q-04	02771A	28					28	28	
Q-06	00371S				1	1	2	4	
	04249A	1		1			2		
Q-08	00165S			1		3	4	4	
Q-09	02392A	1				1	2	2	
Q-12	00163S	29				1	30	30	
Q-14	07164C	40					40	40	
Q-16	00199S	106					106	106	
Q-18	00517S	55					55	55	
Q-20	00402S	105		1			106	106	
PP-02	00867S	1				1	2	2	
	06503C	7					7		
PP-04	04559A	7		1			8	30	
	04929A	2					2		
	13286A			1		1	2		
	14030A	17				1	18		
PP-10	04348A	2					2	2	
PP-11	01639S			1		1	2	2	

SANTA MARINA	F-01	00608S	27				27	302			
		01622S	44		1	1	46				
		03483A	3				3				
		07775C	100		1		101				
		07776C	2			1	3				
		07777C	7				7				
		07778C	46				46				
		07783C	61			1	4		66		
	08719C			1	1	1	3				
	F-04	00227S	35	1				36	220		
		00229S	10		1			11			
		02695A	46					46			
		02708A	96					96			
		02709A	22					22			
		02712A	2					2			
		04661A	1				1	2			
		22062A	5					5			
	F-07	00327S	96					96	104		
		02688A	2					2			
02689A		2					2				
22072A		2					2				
F-09	20253A	3				3	3				
F-13	01337S				1	1	2	5			
	06272C			1		2	3				
F-14	00159S			1		1	2	148			
	00546S				2	3	5				
F-17	04532A	141					141	195			
	00293S	133					133				
	01122S	6					6				
F-18	20255A	2				1	2	2			
F-19	06678C			2		1	3	3			
F-21	09072C				1	1	2	2			
P-13	00746S	23			1		24	49			
	09436A	8					8				
	13378A	17					17				
P-14	00431S	7		1			8	8			
P-15	00085S	45		1			46	46			
P-18	07254C	1			1		2	2			
P-19	00033S	1		2		2	5	507			
	00034S	499		1	1	1	502				
P-21	13858A	12					12	12			
P-22	04540A	45					45	60			
	04542A	2					2				
	22250A	13					13				
P-23	00627S	383		1		1	385	385			
P-24	00287S	25					25	69			
	04899A	43			1		44				
P-27	08296C				1	1	2	2			
P-28	00427S	9					9	291			
	03117A	59				3	62				
	08237A	2				1	3				
	03603A	99					99				
	04600A	65			1		66				
	05480C	18					18				
	07599C	31					31				
	12133A	3					3				
P-29	00015S	407				5	412	550			
	00819S	133		3			136				
	07942C			1		1	2				
P-31	01368S	31					31	31			
P-34	01963S	59					59	139			
	07410C	80					80				
P-36	02232A				1	2	3	3			
SANTA ROSA ANTIGUA	F-01	00608S	27				27	302			
		01622S	44		1	1	46				
		03483A	3				3				
		07775C	100		1		101				
		07776C	2			1	3				
		07777C	7				7				
		07778C	46				46				
		07783C	61			1	4		66		
		08719C			1	1	1		3		
		F-04	00227S	35	1					36	220
			00229S	10		1				11	
			02695A	46						46	
			02708A	96						96	
			02709A	22						22	
			02712A	2						2	
			04661A	1					1	2	
			22062A	5						5	
		F-07	00327S	96						96	104
			02688A	2						2	
	02689A		2					2			
	22072A		2					2			
	F-09	20253A	3				3	3			
	F-13	01337S				1	1	2	5		
		06272C			1		2	3			
	F-14	00159S			1		1	2	148		
		00546S				2	3	5			
	F-17	04532A	141					141	195		
		00293S	133					133			
01122S		6					6				
F-18	20255A	2				1	2	2			
F-19	06678C			2		1	3	3			
F-21	09072C				1	1	2	2			
P-13	00746S	23			1		24	49			
	09436A	8					8				
	13378A	17					17				
P-14	00431S	7		1			8	8			
P-15	00085S	45		1			46	46			
P-18	07254C	1			1		2	2			
P-19	00033S	1		2		2	5	507			
	00034S	499		1	1	1	502				
P-21	13858A	12					12	12			
P-22	04540A	45					45	60			
	04542A	2					2				
	22250A	13					13				
P-23	00627S	383		1		1	385	385			
P-24	00287S	25					25	69			
	04899A	43			1		44				
P-27	08296C				1	1	2	2			
P-28	00427S	9					9	291			
	03117A	59				3	62				
	08237A	2				1	3				
	03603A	99					99				
	04600A	65			1		66				
	05480C	18					18				
	07599C	31					31				
	12133A	3					3				
P-29	00015S	407				5	412	550			
	00819S	133		3			136				
	07942C			1		1	2				
P-31	01368S	31					31	31			
P-34	01963S	59					59	139			
	07410C	80					80				
P-36	02232A				1	2	3	3			

			T-01	00014S	2		1		3	3
				00007S	427		5		3	435
			T-03	00718S	31				1	32
				05484C			1		1	2
				00011S	25					25
			T-04	00237S	246	45	1			292
				00887S	1		1			2
			T-05	00050S	45		8		1	54
				00249S			1		1	2
				00319S	24					24
			T-07	00424S	128		3		1	132
				08385C			1		2	3
			T-08	00528S			1		1	2
			T-10	00012S	66		2			68
			T-11	06232C	35		1			36
			T-14	00123S	50					50
				00529S			3		1	4
			T-15	00604S	1				1	2
			T-16	00386S	40					40
			T-18	00927S				2	1	3
			T-21	00001S	249	5				254
				01495S	4					4
				00003S	142		3			145
				02410A	168				1	169
				06115C	18					18
				08599C	20		1			21
			T-23	07433C	101				2	103
			T-24	00413S	82				2	84
			T-25	05136C	53	1				54
			T-26	00365S	31					31
				00410S	1			3		4
			T-27	00437S	1		3			4
				00242S	33		4			37
			T-28	00543S	19		4	1	3	27
			TV-01	00576S	1		1			2
				04074A	33					33
			TV-03	00756S	418		4			422
			TV-09	02183A	1		1	1		3
			TV-12	01783S	14					14
			TV-13	07766C	57					57
			TV-14	08287C	153		2			155
				02977A			4		1	5
				08203C				1	1	2
				12052A	11					11
			TV-16	02792A				1	1	2
				09092C			1		1	2
			U-01	00290S	2					2
				12426A	1				1	2
			U-02	00521S			1		1	2
			U-04	00139S	1			1		2
			U-05	05139C			1		1	2
			V-05	00613S	136			1		137
				12126A	43					43
			V-08	02284A	39			1		40
			W-02	08751C			1		1	2
				02016A	44			1		45
				02257A	66					66
				03004A	1				1	2
				03292A	25					25
				03889A			1		1	2
				04622A			1		1	2
				07389A			1	1	1	3
			W-05	04938A	226					226
			Z-04	12674A	91					91
			Z-06	07355C	85		1	2	3	91
STDS	HUACHO	HUACHO	H-01	21905A	3					3
	HUARAL- CHANCAY	HUARAL	HL-06	21157A	5					5
				21158A	6					6
	SUPE- BARRANCA	BARRANCA	BA-01	05393C			1		1	2













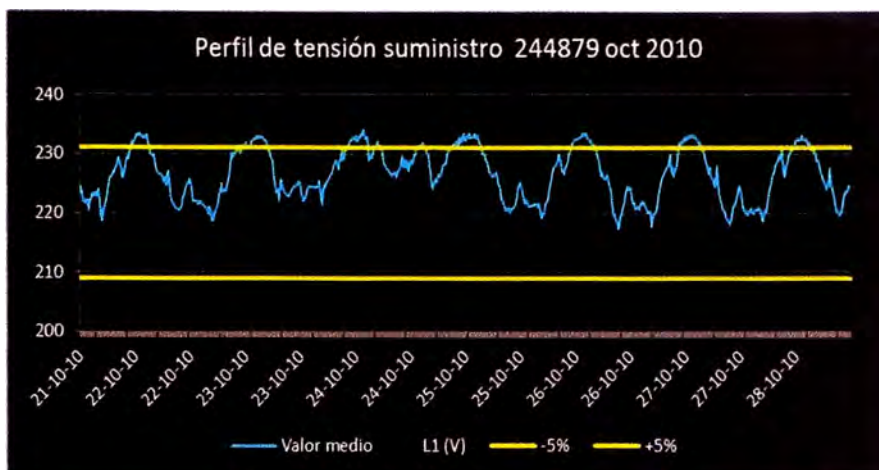
### Anexo N°3: Perfiles de tensión de suministros con mala calidad

#### Suministro N° 244879

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 21/10/2010 14:15 h y 28/10/2010 14:00 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resultado 22.62% de intervalos de mala calidad.

Conclusion: Cliente con mala calidad de tensión.

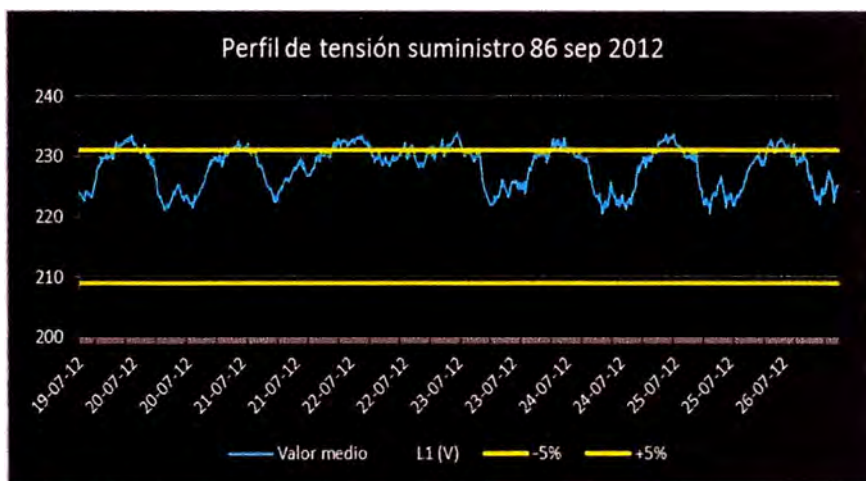


#### Suministro N° 86

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 19/07/2012 16:00 h y 26/09/2012 15:45 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resultado 25.15% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con mala calidad de tensión.

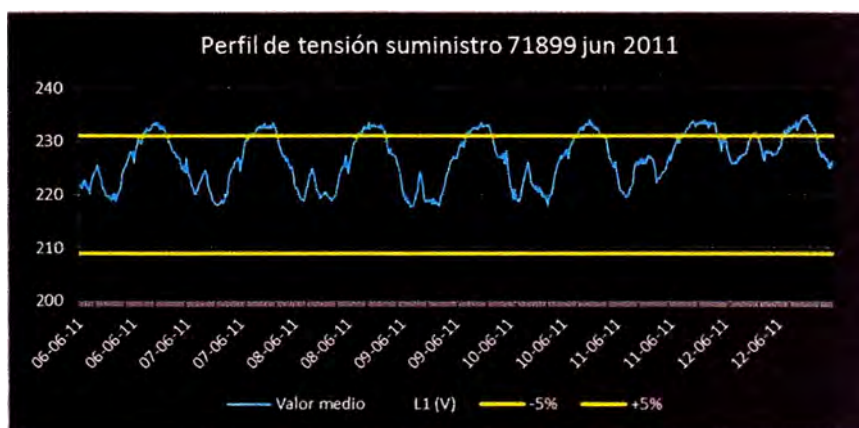


#### Suministro N° 71899

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 06/06/2011 09:45 h y 13/06/2011 09:30 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resultado 27.53% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con mala calidad de tensión.



## Anexo N° 4: Informe exclusivo de la SED 00007S

### SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO Y TENSIÓN EN LA SED 00007S DE LA EMPRESA EDELNOR

#### 1. OBJETIVO

Informar a la UDAP el estado de la calidad de suministro de los usuarios pertenecientes a la SED 00007S de la empresa EDELNOR, ubicada en la plazuela de San Sebastián, en el cruce de los jirones Ica y Chancay en el centro de Lima. La evaluación comprende los años 2012 y 2013.

#### 2. ANTECEDENTES

Oficio N° 9604-2013-OS-GFE, expediente 201300150292

Carta EDELNOR N° 1071075, expediente 201300150292

Oficio N° 7844-2013-OS-GFE, expediente 201300150292

#### 3. ANÁLISIS

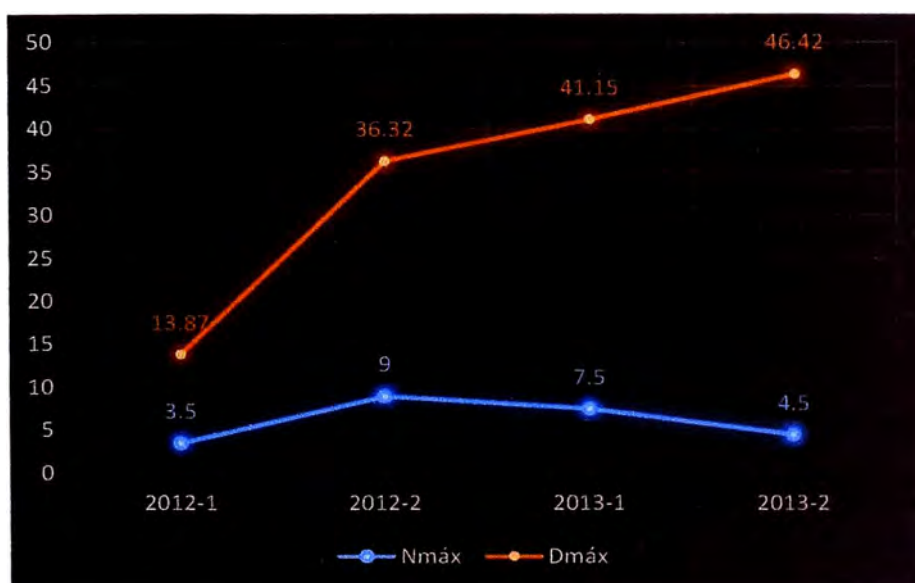
##### 3.1. CALIDAD DE SUMINISTRO

Considerando que las tolerancias establecidas en la NTCSE para los indicadores "N" y "D" son 06 interrupciones/semestre y 10 horas/semestre respectivamente, dado que los suministros corresponden al STD 1, se han identificado los suministros para los cuales se excede las tolerancias. El cuadro completo se adjunta al presente.

**Cuadro N°1: Cantidad de suministros que excedieron las tolerancias "N" o "D"**

Semestre	Excedieron "N"	Excedieron "D"
2012-1	25	0
2012-2	474	64
2013-1	244	227
2013-2	286	0

Los suministros que excedieron la tolerancia del indicador "N" se encuentran incluidos en los que excedieron el indicador "D". Los valores máximos obtenidos de ambos indicadores se muestran en el gráfico de la derecha.



La clasificación de suministros de acuerdo al valor de “D” se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro N°2: Clasificación de suministros por valores de “D”**

<b>D (h)</b>	<b>2012-1</b>	<b>2012-2</b>	<b>2013-1</b>	<b>2013-2</b>
[10-15>	25	46	16	243
[15-20>	0	1	2	12
[20-25>	0	151	1	5
[25-30>	0	224	0	25
Más de 30	0	52	225	1
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>474</b>	<b>244</b>	<b>286</b>
Total de suministros	926	928	932	933
% del total de suministros	3%	51%	26%	31%

La agrupación de suministros por alimentador de baja tensión se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro N°3: Agrupación de suministros que excedieron la tolerancia de “D” por alimentador BT**

<b>Semestre</b>	<b>Alimentador BT</b>	<b>Cantidad de suministros</b>
2012-1	A-11	24
	A-4	1
2012-2	A-10	203
	A-13	44
	A-4	2
	<b>A-5</b>	<b>224</b>
	A-2	1
2013-1	A-10	17
	A-13	1
	A-4	1
	<b>A-5</b>	<b>224</b>
	A-2	1
2013-2	A-10	46
	A-11	9
	A-13	3
	A-18	1
	A-4	1
	<b>A-5</b>	<b>224</b>
	A-2	1

Se puede comprobar la criticidad del alimentador BT N°5 con el reporte de interrupciones de los suministros con mayor valor de "D" durante el 2013-1 y 2013-2, respectivamente. El reporte comprende los años 2012, 2013 y primer trimestre 2014.

### Suministro 189253

Catorce (14) de veintiséis (26) interrupciones son por fallas en el alimentador BT N°5, entre sobrecarga y envejecimiento.

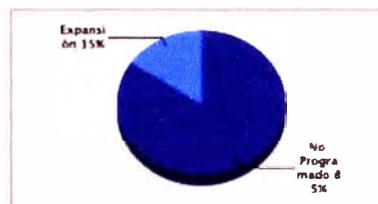


GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

INTERRUPCIONES REPORTADAS POR EDELNOR EN APLICACIÓN DE LA NTCSE  
SUMINISTRO N° 189253  
Período: Enero 2012 a Marzo 2014

Datos del Suministro	
Ciente/Razón	HERMANDAD DEL SEÑOR DE LOS
Dirección	CANETE 354 LIMA
Código GET o SED	000075
Nivel de Tensión	BT
Ubigeo	150101

Tipo Interrupción	Cantidad	Duración (Horas)
Mantenimiento	0	0
Expansión	4	0.9
No Programado	22	171.16
Rechazo de Carga	0	0
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>172.06</b>



Nº	Código de Interrupción	Fecha Inicio	Hora Inicio	Fecha Final	Hora Final	Duración (Horas)	Tipo	Indicador PM (%)	Motivo	Localización de la Falta
1	383565	04/02/2012	10:10:00 AM	04/02/2012	10:13:00 AM	0.05	E		REFORMA	A-17. SUBESTACION CONVENCIONAL, BARRAS
2	396410	21/04/2012	02:48:00 PM	21/04/2012	04:13:00 PM	1.42	N		ROBO	A-17. SUBESTACION AEREA, SECCIONADOR FUSIBLE
3	4087487	29/07/2012	08:36:00 PM	29/07/2012	01:37:00 AM	5.02	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. SUBESTACION CONVENCIONAL, FUSIBLE
4	4087453	29/07/2012	05:24:00 AM	29/07/2012	02:52:00 PM	9.47	N		MATERIAL O EQUIPO INADECUADO	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
5	4121276	08/09/2012	01:08:00 PM	08/09/2012	01:27:00 PM	0.32	N		OTROS PROPIOS	T-03. SUBESTACION AEREA, SECCIONADOR FUSIBLE
6	4184471	08/11/2012	04:00:00 PM	08/11/2012	04:34:00 PM	0.57	N		FALSO CONTACTO	T-03. SUBESTACION AEREA, TABLERO DE BT
7	423304	29/12/2012	03:36:00 PM	29/12/2012	09:01:00 PM	5.42	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
8	4246166	28/12/2012	01:53:00 PM	28/12/2012	08:36:00 PM	6.7	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
9	4264211	14/01/2013	11:00:00 AM	14/01/2013	09:08:00 PM	9.13	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
10	4291711	04/02/2013	04:01:00 PM	04/02/2013	11:52:00 PM	7.85	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
11	4304421	16/02/2013	10:46:00 AM	16/02/2013	10:22:00 PM	11.6	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
12	4361382	04/04/2013	05:49:00 PM	04/04/2013	11:07:00 PM	5.32	N		ENVEJECIMIENTO	T-03-000075-05. RED SUBTERRANEA, CABLE
13	4361411	05/04/2013	09:26:00 AM	05/04/2013	03:25:00 PM	5.99	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
14	4391952	30/04/2013	12:17:49 AM	30/04/2013	01:03:18 AM	0.76	N		OTROS PROPIOS	A. EQUIPOS DE POTENCIA, INTERRUPTOR 10 KV (EN SET)

Nº	Código de Interrupción	Fecha Inicio	Hora Inicio	Fecha Final	Hora Final	Duración (Horas)	Tipo	Indicador PM (%)	Motivo	Localización de la Falta
15	4402614	09/05/2013	02:46:00 AM	09/05/2013	03:10:00 AM	0.4	N		OTROS PROPIOS	T-03. RED AEREA, LINEA
16	4441974	19/06/2013	12:12:00 PM	19/06/2013	12:39:00 PM	0.45	E		REFORMA	T-03. SUBESTACION CONVENCIONAL, REDUCTOR DE CORRI
17	4487333	15/07/2013	01:03:28 PM	15/07/2013	11:08:57 PM	34.29	N		HUMEDAD	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
18	4487333	15/07/2013	01:03:28 PM	15/07/2013	11:08:57 PM	34.29	N		HUMEDAD	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
19	4501867	25/07/2013	11:25:00 AM	25/07/2013	11:04:00 PM	11.65	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
20	4501867	25/07/2013	11:25:00 AM	25/07/2013	11:04:00 PM	11.65	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
21	4558415	07/09/2013	10:40:00 AM	07/09/2013	10:52:00 AM	0.2	E		REFORMA	T-03. SUBESTACION CONVENCIONAL, REDUCTOR DE CORRI
22	4558415	07/09/2013	10:40:00 AM	07/09/2013	10:52:00 AM	0.2	E		REFORMA	T-03. SUBESTACION CONVENCIONAL, REDUCTOR DE CORRI
23	4641604	04/11/2013	01:50:00 PM	04/11/2013	02:28:00 PM	0.63	N		FALSO CONTACTO	T-03. SUBESTACION CONVENCIONAL, OTROS SED
24	473132	21/01/2014	06:23:00 PM	21/01/2014	10:00:00 PM	3.62	N		SOBRECARGA	T-03-000075-S. SUBESTACION CONVENCIONAL, FUSIBLE
25	4797096	17/02/2014	03:31:00 PM	17/02/2014	03:43:00 PM	0.2	N		ENVEJECIMIENTO	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE
26	4862676	25/03/2014	10:26:23 AM	25/03/2014	03:42:32 PM	5.29	N		ENVEJECIMIENTO	T-03-000075-S. RED SUBTERRANEA, CABLE

## Suministro 13360

Doce (12) de veintitrés (23) interrupciones son por fallas en el alimentador BT N°5, entre sobrecarga y envejecimiento.

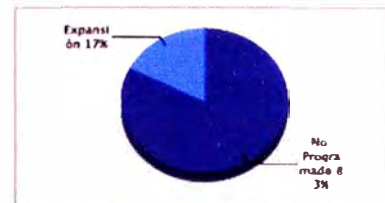


GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

### INTERRUPCIONES REPORTADAS POR EDELNOR EN APLICACIÓN DE LA NTCSE SUMINISTRO N° 13360 Periodo: Enero 2012 a Marzo 2014

Datos del Suministro	
Cliente/Razón	RIVERA OSCAR
Dirección	CANETE 326 LIMA
Código SET o SED	000075
Nivel de Tensión	BT
Udigo	150101

Tipo Interrupción	Cantidad	Duración (Horas)
Mantenimiento	0	0
Expansión	4	0.9
No Programado	19	97.69
Rechazo de Carga	0	0
<b>Total</b>	<b>23</b>	<b>98.59</b>



Item	Código de Interrupción	Fecha Inicio	Hora Inicio	Fecha Final	Hora Final	Duración (Horas)	Tipo	Solicitud PM (Y)	Motivo	Localización de la Falla
1	365366	04/02/2012	10:10:00 AM	04/02/2012	10:13:00 AM	0.05	E		REFORMA	M-17, SUBESTACION CONVENCIONAL, BARRAS
2	396440	21/04/2012	02:48:00 PM	21/04/2012	04:13:00 PM	1.42	N		ROBO	M-17, SUBESTACION AEREA, SECCIONADOR FUSIBLE
3	4067487	29/07/2012	08:36:00 PM	29/07/2012	01:37:00 AM	5.22	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 SUBESTACION CONVENCIONAL, FUSIBLE
4	4067493	29/07/2012	05:24:00 AM	29/07/2012	02:52:00 PM	5.47	N		MATERIAL O EQUIPO INADECUADO	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
5	4121276	08/09/2012	01:08:00 PM	08/09/2012	01:27:00 PM	0.32	N		OTROS PROPIOS	T-03, SUBESTACION AEREA, SECCIONADOR FUSIBLE
6	4184471	08/11/2012	04:00:00 PM	08/11/2012	04:34:00 PM	0.57	N		FALSO CONTACTO	T-03, SUBESTACION AEREA, TABLERO DE BT
7	4222026	20/12/2012	03:36:00 PM	20/12/2012	09:01:00 PM	5.42	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
8	4246186	28/12/2012	01:53:00 PM	28/12/2012	08:36:00 PM	6.7	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
9	4264211	14/01/2013	11:00:00 AM	14/01/2013	08:08:00 PM	9.13	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
10	4291711	04/02/2013	04:01:00 PM	04/02/2013	11:52:00 PM	7.85	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
11	4304621	16/02/2013	10:46:00 AM	16/02/2013	10:22:00 PM	11.6	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
12	4361382	04/04/2013	05:48:00 PM	04/04/2013	11:07:00 PM	5.32	N		ENVEJECIMIENTO	T-03-000075-05, RED SUBTERRANEA, CABLE
13	4361411	05/04/2013	09:26:00 AM	05/04/2013	03:25:00 PM	5.99	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
14	4391962	30/04/2013	12:17:49 AM	30/04/2013	01:03:18 AM	0.76	N		OTROS PROPIOS	M EQUIPOS DE POTENCIA, INTERRUPTOR 10 KV (EN SET)

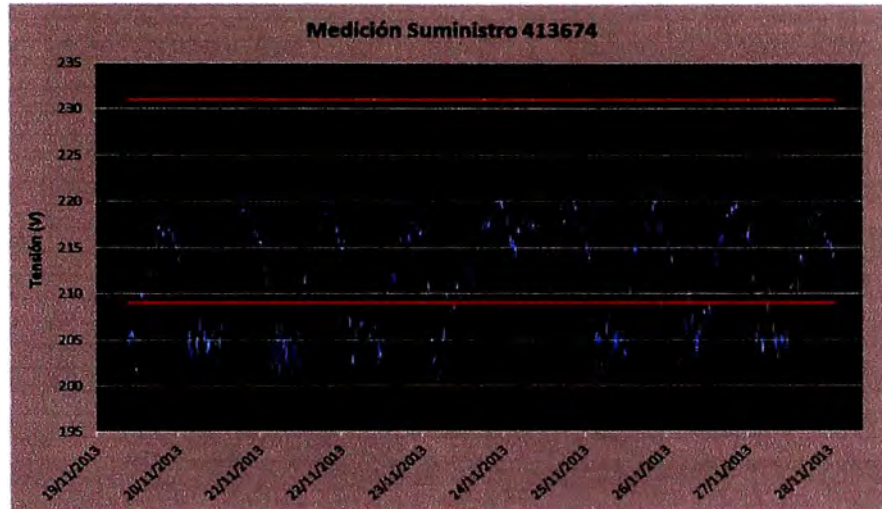
Item	Código de Interrupción	Fecha Inicio	Hora Inicio	Fecha Final	Hora Final	Duración (Horas)	Tipo	Solicitud PM (Y)	Motivo	Localización de la Falla
15	4402614	09/05/2013	02:46:00 AM	09/05/2013	03:10:00 AM	0.4	N		OTROS PROPIOS	T-03, RED AEREA, LINEA
16	4441974	19/06/2013	12:12:00 PM	19/06/2013	12:39:00 PM	0.45	E		REFORMA	T-03, SUBESTACION CONVENCIONAL, REDUCTOR DE CORRI
17	4501867	25/07/2013	11:28:00 AM	25/07/2013	11:04:00 PM	11.66	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
18	4501867	25/07/2013	11:28:00 AM	25/07/2013	11:04:00 PM	11.66	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE
19	4558415	07/09/2013	10:40:00 AM	07/09/2013	10:52:00 AM	0.2	E		REFORMA	T-03, SUBESTACION CONVENCIONAL, REDUCTOR DE CORRI
20	4558415	07/09/2013	10:40:00 AM	07/09/2013	10:52:00 AM	0.2	E		REFORMA	T-03, SUBESTACION CONVENCIONAL, REDUCTOR DE CORRI
21	4641604	04/11/2013	01:50:00 PM	04/11/2013	02:28:00 PM	0.63	N		FALSO CONTACTO	T-03, SUBESTACION CONVENCIONAL, OTROS SED
22	4753132	21/01/2014	06:23:00 PM	21/01/2014	10:00:00 PM	3.62	N		SOBRECARGA	T-03-000075-5 SUBESTACION CONVENCIONAL, FUSIBLE
23	4797006	17/02/2014	03:21:00 PM	17/02/2014	03:43:00 PM	0.2	N		ENVEJECIMIENTO	T-03-000075-5 RED SUBTERRANEA, CABLE

### 3.2. CALIDAD DE TENSIÓN

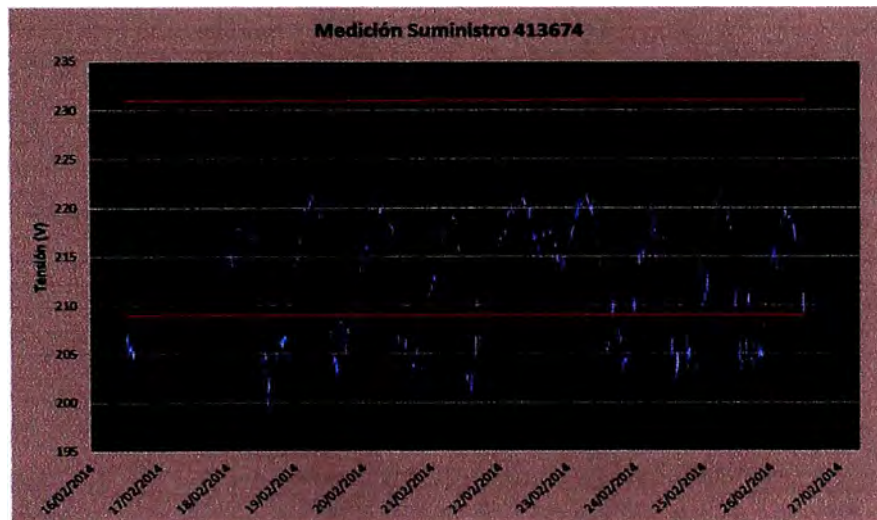
Hay dos (02) casos de mala calidad de tensión que aún persisten, los suministros son:

#### Suministro 413674

Ubicado en el alimentador BT N° 11, de acuerdo a la remediación realizada en noviembre 2013 presentó 243 intervalos (36%) de mala calidad por subtensión.

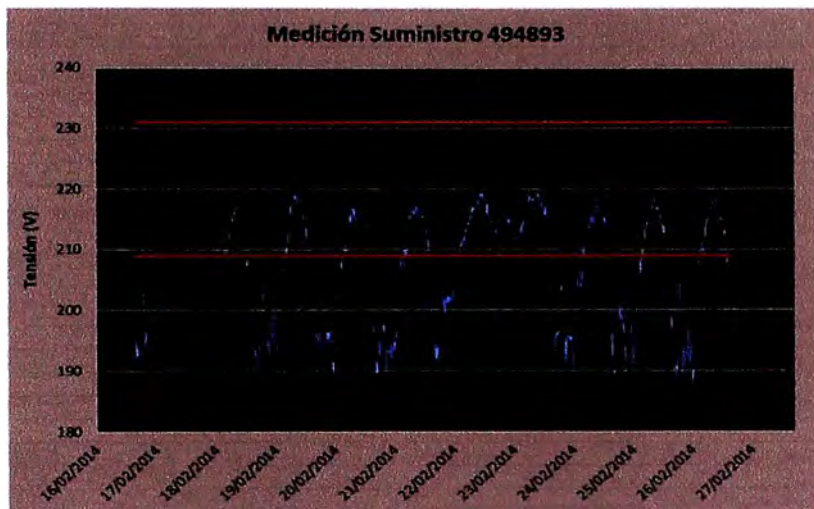


De acuerdo a la remediación realizada en febrero 2014 presentó 215 intervalos (32%) de mala calidad por subtensión.



### Suministro 494893

Ubicado en el alimentador BT N° 5, de acuerdo a la remediación realizada en febrero 2014 presentó 325 intervalos (49%) de mala calidad por subtensión.



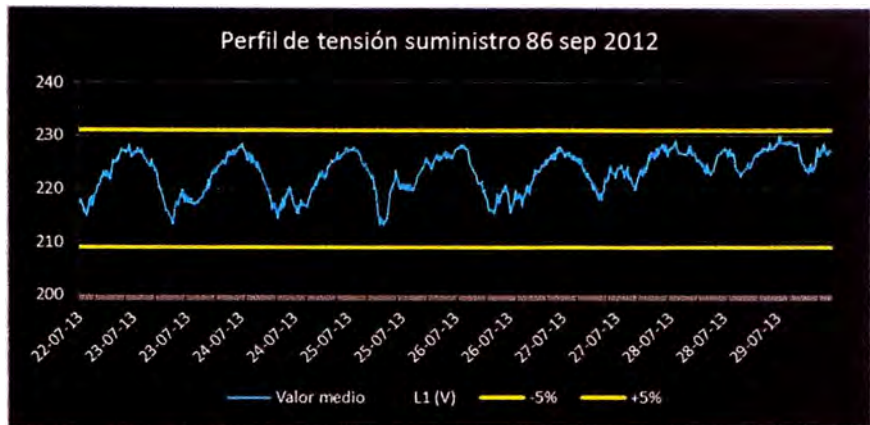
## Anexo N° 5: Perfiles de tensión obtenidos de las remediciones

### Suministro N° 86

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 22/07/2013 15:00 h y 29/07/2012 14:45 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resultó 0.00% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con aceptable calidad de tensión.



### Suministro N° 71899

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 19/08/2013 17:15 h y 26/08/2011 17:00 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resultó 1.19% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con aceptable calidad de tensión.

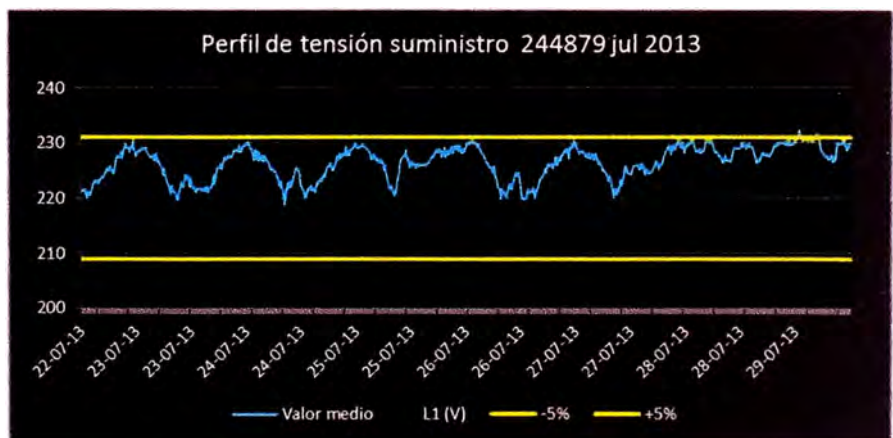


### Suministro N° 244879

Antecedentes: Medición realizada por EDELNOR entre el 22/07/2013 14:45 h y 29/09/2013 14:30 h

Resultado: De los 672 intervalos evaluados resultó 22.62% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con aceptable calidad de tensión.





## Anexo N°6: Certificados de calibración



# GESCEL

GESTION Y SISTEMAS DE CALIDAD ELECTRICA S.A.C.

13S-0034-152

### CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN N° 13S-0034-152

**Fecha** : 26.03.13  
**Cliente** : OSINERGMIN  
**Objeto** : Calibración de un (01) Registrador Monofásico de redes eléctricas.  
**Marca** : CIRCUTOR  
**Modelo** : CAVA 251  
**N° de Serie** : 300303132  
**Vigencia** : Desde el 26.03.13 al 26.03.15

#### 1. Resumen.

Se recibe el equipo en condiciones operativas. Se procedió con la calibración del equipo. Una vez calibrado se hizo el contraste, cuyos resultados nos muestran que se encuentran dentro del rango de precisión establecidos por el fabricante.

#### 2. Características del equipo a calibrar.

Tensión de alimentación/medida : 230V (+/- 15%).  
Frecuencia : 50...60Hz.  
Consumo : 3VA.  
Clase de precisión en tensión : 0.5% de la lectura.

#### 3. Equipos utilizados para la calibración:

Un (01) instrumento patrón.  
Marca : OMICRON  
Modelo : CMC256  
N° de serie : E1897L  
Clase de precisión : 0.025  
Incluye fuente de tensión y corriente independientes.  
Mayor detalles ver catalogo técnico.  
**Trazabilidad: Patrones Primarios Standares de Nationally Recognized Testing Laboratories**  
**Certificado de calibración: Cert N°: U8 08 04 17955 019**

#### 4. Circuito de prueba.

La fuente de tensión del patrón se conectó en paralelo con la entrada del registrador monofásico (CAVA) simultáneamente.

I de 3



**5. Resultados de la calibración.**

Los resultados de la calibración, se encuentran en los cuadros N° 13S-0034-152-01 que acompañan a éste documento

**6. Observaciones.**

Ninguna.

**7. Incertidumbre.**

La incertidumbre indicada en el resultado de la medida (incertidumbre expandida) se basan en aproximadamente un intervalo de la confianza del 95%, usando el factor de cobertura numérico  $k=2$  que se multiplica a la incertidumbre Standrad

**8. Conclusiones.**

Los resultados de la calibración se encuentran dentro de los rangos de precisión establecidos por el fabricante.



**RESULTADOS DE LA CALIBRACIÓN**  
N° 13S-0034-152-01**I. Lecturas de la escala de TENSIÓN:**

Frecuencia : 60Hz

Lectura Patrón (Voltios)	Lectura Cava 251	
	(Voltios)	%ERROR
200	200.0	0.00
210	210.0	0.00
215	215.1	0.05
220	220.1	0.05
230	230.0	0.00
240	240.0	0.00

## Anexo N°7: Planillas de medición



### CONSTATACIÓN DE INSTALACIÓN Y RETIRO DE EQUIPO

OSINERGMIN con el objetivo de verificar la calidad de tensión que la concesionaria EDELNOR suministra a sus usuarios, se esta realizando una campaña de verificación de medición de tensión, para lo cual a través de su supervisor el Ing. Juan Boza Montalvo realizará la instalación de un equipo registrador de tensión que permanecerá en las instalaciones del usuario como minimo por 7 días.

<b>Empresa Concesionaria:</b>	EDELNOR
-------------------------------	---------

Datos del Usuario	Datos del equipo registrador
Suministro N° <u>86</u>	Marca CIRCUTOR
Usuario: <u>ASOC. CASA SAN HORTUO DE POCOS</u>	Modelo CAVA 251
Teléfono:	N° Serie:
Dirección: <u>CALLAO 543 P A</u>	<u>3073 14003</u>
Distrito: <u>LIMA</u>	

Fecha instalación de equipo: 07/03/2014

Hora: 13:21 HORAS

\_\_\_\_\_

Ing. Juan Boza Montalvo.  
OSINERGMIN

\_\_\_\_\_

Usuario: Cosita Codo Negro  
 DNI Usuario: 8123456

Observación:

Fecha retiro de equipo:

14/03/2014

Hora:

15:42 HORAS

\_\_\_\_\_

Ing. Juan Boza Montalvo  
OSINERGMIN

\_\_\_\_\_

Usuario:  
 DNI Usuario: 07030273

Nota: Ante cualquier consulta sobre la instalación del equipo, favor llamar a los teléfonos de OSINERGMIN: en Lima (01) 2193400 Anexo 1417 Unidad de Calidad de Servicio Eléctrico Ing. Esteban Inga Llanca.

### CONSTATACIÓN DE INSTALACIÓN Y RETIRO DE EQUIPO

OSINERGMIN con el objetivo de verificar la calidad de tensión que la concesionaria EDELNOR suministra a sus usuarios, se esta realizando una campaña de verificación de medición de tensión, para lo cual a través de su supervisor el Ing. Juan Boza Montalvo realizará la instalación de un equipo registrador de tensión que permanecerá en las instalaciones del usuario como mínimo por 7 días.

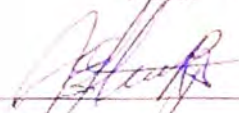
<b>Empresa Concesionaria:</b>	EDELNOR
-------------------------------	---------

Datos del Usuario	Datos del equipo registrador
Suministro N° 178544	Marca: CIRCUTOR
Usuario: SANEORA CAMPO VERDE ARMANDO	Modelo: CAVA 251
Teléfono:	N° Serie:
Dirección: Ica 634	300849003
Distrito: LIMA	

Fecha instalación de equipo: 07/03/2014

Hora: 12:47 HORAS

  
 Ing. Juan Boza Montalvo  
 OSINERGMIN

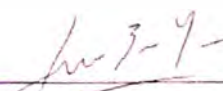
  
 Usuario:  
 DNI Usuario: 0809790


Observación:

Fecha retiro de equipo:

14/03/2014

Hora: 15:35 HORAS

  
 Ing. Juan Boza Montalvo  
 OSINERGMIN

  
 Usuario:  
 DNI Usuario:

Nota: Ante cualquier consulta sobre la instalación del equipo, favor llamar a los teléfonos de OSINERGMIN: en Lima (01) 2193400 Anexo 1417 Unidad de Calidad de Servicio Eléctrico Ing. Esteban Inga Llanca.

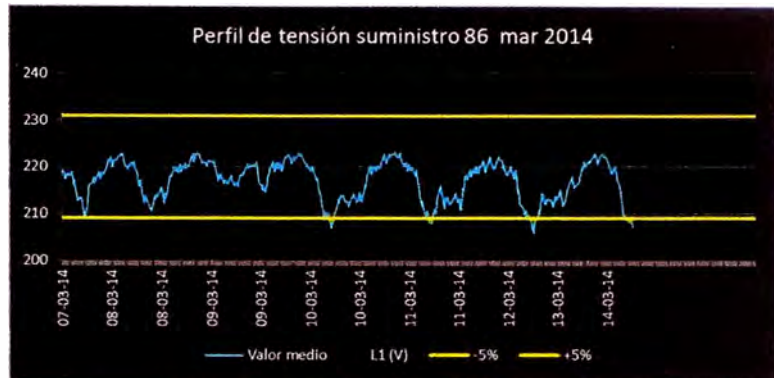
## Anexo N°8: Perfiles de tensión obtenidos de las mediciones con equipos propios

### Suministro N° 86

Antecedentes: Medición realizada por UCS-GFE entre el 07/03/2014 13:30 h y 14/03/2014 13:30 h

Resultado: De los 554 intervalos evaluados resulto 4.51% de intervalos de mala calidad.

Conclusión: Cliente con aceptable calidad de tensión.

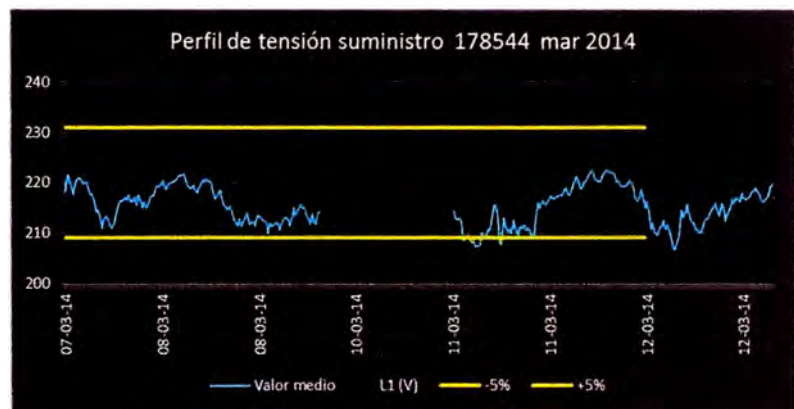


### Suministro N° 178544

Antecedentes: Medición realizada por UCS-GFE entre el 07/03/2014 13:15 h y 12/03/2014 13:15 h

Resultado: De los 351 intervalos evaluados, por situación de corte, resulto 3.99% de intervalos de mala calidad .

Conclusión: Cliente con aceptable calidad de tensión.



**Anexo N° 9: Relación de suministros con mala calidad de suministro cuya mejora está programada para el mes de agosto 2014**

<i>identificacion</i>	<i>direccion</i>	<i>suministro</i>
FERNANDO ALEX HUAROTE ZEGARRA	TACNA 240 DP 518 PS 5 LIMA	10147
DEL BARCO MENESES ENRIQUE .	AV TACNA 240 P7DP 713 LIMA	10803
BARRIOS REYES HAYDEE .	AV TACNA 240DEP 721 LIMA	16062
FLOR DE MARIA CAMARENA OLIVERA	A AV TACNA 214DP 324 LIMA	16685
GARNICA NUNEZ NILO A. .	AV. TACNA N 214 - DPTO. 725	1677446
ALTAMIRANO GARCILASO VIRGINIA .	AV. TACNA N 240 - DPTO. 718	1678427
ALVAREZ SOTO GERARDO .	AV TACNA N 214 DP 321	1693427
TARCILA EDELMIRA VEGA YUPANQUI	AV TACNA 240 P5DP 514 LIMA	17014
RONDINEL ALVARADO MOISES JESUS .	AV. TACNA 218	1722073
AGUILAR FLORES ELVA .	TACNA 240 DP 719 PS 7 LIMA	17312
POLICIA NACIONAL DEL PERU .	AV.TACNA 214-240 EDIF.SA .	1733851
VILMA RUTH CAMARENA OLIVERA	AV. AV TACNA 214 P3DP 325 LIM	1774734
JUNTA DE PROPIETARIO EDIFICIO SAN P	AV. TACNA 240 CERCADO DE LIMA	1791500
NAVARRO CASTRO SEGUNDO AGUSTIN .	AV. AV TACNA 240 P3DP 315 LIM	1808396
NAVARRO CASTRO SEGUNDO AGUSTIN .	AV TACNA 240 P3DP 314 LIM CER	1811351
NUNEZ MARQUINA ULDA .	AV. TACNA 214 DPTO.523 CERCADO	1813189
HRTICA SAAVEDRA MARIA TERESA .	AVENIDA TACNA 240 DPTO 218	1847284
GERONIMO CARRASCO CORONADO	AVENIDA TACNA 214-240 DPTO 727	1904173
CASTILLO GUTIERREZ ALEJANDRO .	AV. TACNA 220	1940118
MORAN SANCHEZ ISIDRO RUBEN .	AV TACNA 240 P5DEP 517 LIMA	19964
RIOS GONGORA RAYMUNDO .	AVENIDA TACNA 240 DPTO 513	2027147
MARTINEZ SALDARRIAGA MARIA E .	AV TACNA 240 P7 DEP 717 LIMA	20778
SOTO BAYES VICTOR ANDRES .	AV TACNA 214DEP 520 LIMA	20779
HENRY PEREZ HERRERAS	AV TACNA 214 DEPTO 926	215978
MUNOZ VILLEGAS AIDA J .	TACNA 214 P9 DP 928 LIMA	215980
VIDAURRE GARCIA ANTONIO .	TACNA 214 P9 DP924 LIMA	215982
DEL BARCO SHIRLEY LORD DE .	TACNA 240 DEP918 LIMA	217216
NEYRA VALVERDE JUAN WILVER .	TACNA 240 P2 DP 212 LIMA	217477
VON DER VOLK JOHN .	TACNA 214 P2 DP 229 LIMA	217656
SOTO FARFAN MARCOS .	AV TACNA 214 DP 20	218913
GALDOS ESPONDA OLINDA .	AV TACNA 214 P2DEP 219 LIMA	219261
ROJAS PAJARES ULISES .	TACNA 240 P9 DEP 916 LIMA	219456
CONSUELO LUZ GONZALES RAMOS DE ROSA	TACNA 214 P9 DP 923 LIMA	220270
GIL CUBAS, EPIFANIO .	AV. TACNA 214 PS.3 DP.323 LIM	220691
ORBEZO SOTO CIRILA .	AV TACNA 240 DP 217 LIMA	221493
MAGNOLIA MORALES CASTRO	AV TACNA 214 P2 DP 223 LIMA	221787
BACIGALUPO ALMEIDA IRIS TERESA .	AV TACNA 214P2 DP 222 LIMA	222330
ANTERO SOSIMO CABALLERO PINTO	AV TACNA 236	2229464
BERROCAL PALACIOS HERBERT .	AV TACNA 240 P2 216 LIMA	223845
PEREZ CUBA TESSY LEOPOLDINA .	TACNA 240 P2 DP215 LIMA	223846
NEGRON MUNOZ VICTOR-CARLOS .	AV TACNA 240 P9DP 913 LIMA	226473
GRIMALDA GEORGINA CHUNG BANEZ	TACNA 214 PISO 5 DP.5	227381
SALAZAR REYNOSO GENARO .	AV TACNA 240 P2DP 214 LIMA	227580
FLORES VILCHEZ VICTOR .	AV.TACNA 214 P9DP 921 LIMA	228145
REYES P RAFAEL -PRO- .	AV TACNA 240 P3 DP 328 LIMA	228249
SIMBAD RAMIRO P .	AV TACNA 214 P9DP 922 LIMA	228647
ROXANA SOTO CUETO	TACNA 214 DP 925 PS 9 LIMA	2286648

JUANA ROSA CRUZ MORA	AV TACNA 214 DEPTO 326 3ER PIS	2291290
HERRERA GOMEZ TILER .	AV TACNA 240 DP 716 LIMA	229532
MAZA ROBLEDO JAIME .	AV TACNA 240 P7 DP 715 LIMA	229535
INFRISA .	AV TACNA 230 DP 36 LIMA	230486
AGUILO GABRIEL .	AV TACNA 240 P9DP 915 LIMA	230490
ALBINO ZARATE ANANCA	JR TACNA 240 DEPTO 515	2309402
BEJARANO VEGA NANCY DEL R (EM) .	AV TACNA 214 DP919 LIMA	233906
BERMAN ISAAC .	AV TACNA 240 DP914 LIMA	234484
ALBERTO ASENCION GUZMAN VALENCIA	AV TACNA 240 P3DP 316 LIMA	234490
PRIETO CERNA ERNESTO OCTAVIO .	AV TACNA 214 P3 DP 329 LIMA	235700
KETTY CARBAJAL LORENZO	AV TACNA 214 DEPTO 516	2358192
CARRASCO SOTO PAULINO .	AV TACNA 240 P2DP 211 LIMA	237018
ZAVALETA ESPINOLA CARMEN .	AV TACNA 214 P7D 729 LIMA	238510
MUNICIPALIDAD METROPOLITANA DE LIMA	AV AV. TACNA CON JR CALLAO POS	2407141
CESAR AUGUSTO SANCHEZ BERNAL .	TACNA 240 P 9DP 912 LIMA	242416
JIMENEZ SALAS JUAN .	AV TACNA 240 P 5DP 511 LIMA	242418
CANO SALAZAR PATRICK CARLOS .	AV TACNA 240 P2DP 213 LIMA	242420
PERAZZO MARIA .	AV TACNA 214 P7DP 724 LIMA	242731
NOEMI MARIELA VEGA CANCHARI	AV TACNA 240 - PISO7 DEPTO 728	243192
COLEGIO DE BILOGOS DEL PERU -CN .	AV TACNA 240 OF. 319 LIMA	243538
ANTERO SOSIMO CABALLERO PINTO	AV TACNA 224	2437346
VASQUEZ GUTIERREZ ANA MARIA .	AV TACNA 240 DP 917 PS 9 LIMA	244146
TORRES ERNESTO .	AV TACNA 214P7 DP722 LIMA	245596
DEXTRE AUGUSTO .	AV TACNA 240P3 DP318 LIMA	245597
ORELLANA JUANA .	TACNA 240 P3 DP317 LIMA	245849
CASANOVA VICTORIA .	AV TACNA 214 P2 DP 221 LIMA	247121
LUCIA VERGARA LAGUERRE	AV .TACNA 240 DPTO 312 C.D. C	2478682
CARLOS GEREDA .	AV TACNA 214 DEPTO 327TACNANUM	247969
PROD NACIONALES S A .	AV TACNA 240 P3 DP	248276
CHIPANA ESQUIVEL MANUEL .	AV TACNA 250LIMA	248387
CASTILLO IDA ANGULO VDA.DE .	AV TACNA 214 P3DP 322 LIMA	249385
ARCE LUIS M .	TACNA 214 DP320 LIMA	250119
MORON V JOSE .	AV TACNA 214DPTO 527 LIMA	250153
OTAYZA PURIZAGA HUGO ALBERTO .	TACNA 240 P 3DP 313 LIMA	252582
CARNICA CASTRO FELIX .	AV TACNA 240DP 714 LIMA	253965
CRUZ MORA AGUSTIN .	AV TACNA 214 P3DP 326 LIMA	256568
CHIROQUE LUPUCHE CARLOS ENRIQUE .	AV TACNA 214 P 5 DP 526 LIMA	257676
MALCA HERNANDEZ CELINDA .	AV TACNA 214 PS 5 DPTO 521 LIM	258315
ABAD ROMAN RODOLFO .	AV TACNA 214 P 5 DP 524 LIMA	258950
TORRES SORIA ANDRES EDUARDO .	AV TACNA 214 DE720 LIMA	262423
CORDOVA POMA GLADYS IRENE .	AV TACNA 214 DP 525 LIMA	262909
PEZO SANTANA FRANCISCO .	AV TACNA 240 P7DP 711 LIMA	265003
GARIBALDI CARMEN .	AV TACNA 216LIMA	27273
SANTILLANA M ELIAS .	AV TACNA 214 DP225 LIMA	287566
ANA MARIA BARRUETA VEGA	AV TACNA 240 DEPTO 519 5TO PIS	3447
GOMEZ SANCHEZ SALAZAR ANA MARIA .	AV TACNA 240 DP 512 LIMA	4715
ZORRILLA RISCO MARIA ESTHER .	AV TACNA 214 P5DEP 522 LIMA	4757
FLORES ROJAS LEONARDO .	AV TACNA 240 P7 DP 712 LIMA	9993



**ANEXO 10**  
**NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS**  
**SERVICIOS ELÉCTRICOS**

1997-10-09.- D. S. N° 020-97-EM.- Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997-10-11). Incluye modificaciones según Decreto Supremo N° 009-99-EM (1999-04-11), Decreto Supremo N° 013-2000-EM (2000-07-27), Decreto Supremo N° 040-2001-EM (2001-07-17), Decreto Supremo 004-2006-EM (2006-01-06), Decreto Supremo 026-2006-EM (2006-04-21), Decreto Supremo 002-2008-EM (2008-01-09), Decreto Supremo 015-2009-EM (2009-02-25), Decreto Supremo 059-2009-EM (2009-08-22) y Decreto Supremo 057-2010-EM (2010-09-11).



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 Perú ;

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 del presente Decreto Supremo.

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

**Artículo 3°.-** El presente Decreto Supremo será refrendado 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.

1997-10-09.- D. S. N° 020-97-EM.- Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997-10-11). Incluye modificaciones según Decreto Supremo N° 009-99-EM (1999-04-11), Decreto Supremo N° 013-2000-EM (2000-07-27), Decreto Supremo N° 040-2001-EM (2001-07-17), Decreto Supremo 004-2006-EM (2006-01-06), Decreto Supremo 026-2006-EM (2006-04-21), Decreto Supremo 002-2008-EM (2008-01-09), Decreto Supremo 015-2009-EM (2009-02-25), Decreto Supremo 059-2009-EM (2009-08-22) y Decreto Supremo 057-2010-EM (2010-09-11).



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 Perú ;

DECRETA:

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

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

**Artículo 3º.-** El presente Decreto Supremo será refrendado 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 TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

## I. OBJETIVO

## II. BASE LEGAL

## III. ALCANCES

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

### TÍTULO PRIMERO

#### 1. DISPOSICIONES GENERALES

### TÍTULO SEGUNDO

#### 2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

### TÍTULO TERCERO

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

### TÍTULO CUARTO

#### 4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

### TÍTULO QUINTO

#### 5. CALIDAD DE PRODUCTO

##### 5.1 TENSIÓN

##### 5.2 FRECUENCIA

##### 5.3 PERTURBACIONES

##### 5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

##### 5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

### TÍTULO SEXTO

#### 6. CALIDAD DE SUMINISTRO

##### 6.1 INTERRUPCIONES

##### 6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

##### 6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

### TÍTULO SÉTIMO

#### 7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

##### 7.1 TRATO AL CLIENTE

##### 7.2 MEDIOS DE ATENCIÓN

##### 7.3 PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

##### 7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

##### 7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

### TÍTULO OCTAVO

#### 8. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

##### 8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO

##### 8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

##### 8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

## DISPOSICIONES FINALES

## NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

### 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.

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 aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

- *Párrafo según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota 1.- El artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 dispone lo siguiente: “Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*
  - a) Los Sistemas Aislados Menores;*
  - b) Los sistemas eléctricos calificados por la Comisión de Tarifas Eléctricas como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,*
  - c) 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.”*
- *Nota 2.- El artículo 2° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999-04-11 dispone lo siguiente: “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.”*

▪ *Nota 3.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM publicado el 2001-07-17 modifica el artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 de acuerdo a lo siguiente: “Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*

- a) *Los Sistemas Aislados Menores;*
- b) *Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y,*
- c) *Las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 500 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.*

*No se iniciará la cadena de pago de compensaciones en las localidades afectas a esta suspensión.”*

▪ *Nota 4.- El artículo 1° del D. S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 ha sido modificado mediante el D.S. N° 004-2006-EM, publicado el 2006.01.06, y dispone lo siguiente:*

*“Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:*

- a) *Los Sistemas Aislados Menores;*
- b) *Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por la Autoridad como Sectores de Distribución Típicos 4 o 5; y,*
- c) *Las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por la Autoridad como Sectores de Distribución Típicos 2 o 3, cuyo promedio de las dos más altas demandas registradas en el periodo de control de la calidad del suministro no exceda los 500 kW.*

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

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 ELÉCTRICOS

### TÍTULO 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. 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.

**1.3** 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. Éstos no son indicadores de performance del Suministrador, ni de la operación del sistema eléctrico. De requerirse tales indicadores de performance, éstos deberán ser establecidos mediante Resolución Ministerial y se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables a cada Suministrador.

En ningún caso se debe fiscalizar la calidad del servicio con los dos tipos de indicadores, por lo que no se aplicarán compensaciones y/o sanciones sobre la base de los dos tipos de indicadores simultáneamente, debiendo prevalecer los indicadores de calidad establecidos en la Norma.

- *Texto del numeral según D.S. N° 057-2010-EM, publicado el 2010.09.11*

### TÍTULO SEGUNDO

#### 2. 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.

**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.

- *Nota 1.- El artículo 1° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000.07.27 dispone lo siguiente: “ampliar el plazo de aplicación de la Segunda Etapa de la NTCSE hasta el 31 de diciembre del 2000.”*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18 dispone lo siguiente: “Ampliése 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.”*
- *Nota 3.- El artículo 5° del DS N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18 dispone lo siguiente: “Deróguese el Decreto Supremo N° 52-94-EM y déjese sin efecto el artículo 1° del Decreto Supremo N° 013-2000-EM.”*

**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.

- *Nota 1.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM publicado el 2000-07-27 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, de la siguiente manera:  
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.  
Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.”*



- *Nota 2.- El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME.”*
- *Nota 3.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Se aplicarán gradualmente las compensaciones por mala calidad de suministro a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:  
Zona de concesión de Lima: 50% de los montos calculados para los dos primeros semestres, 100% del monto calculado a partir del tercer semestre.  
Zona de concesión fuera de Lima: 30% del monto calculado para el primer semestre, 60% de los montos calculados para el segundo y tercer semestre, 100% a partir del cuarto semestre.”*
- *Nota 4.- La segunda disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, 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 a partir del tercer trimestre de la Tercera Etapa.  
Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado a partir del segundo semestre de la Tercera Etapa.”*

## TÍTULO 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.

3.1 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 en la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor y otras situaciones debidamente justificadas y sustentadas ante la Autoridad; estos casos serán tratados conforme a la Tercera Disposición Final de la presente Norma;
- 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.

- *Inciso d) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota 1.- El artículo 1° del D.S. N° 056-99-EM publicado el 1999.11.08, dispone lo siguiente: "Precisar que el Artículo 10° del Decreto Supremo N° 009-99-EM incluye las mediciones de la calidad de producto, calidad de suministro, calidad de servicio comercial; y, calidad de alumbrado público."*
- *Nota 2.- El artículo 2° del D.S. N° 056-99-EM, publicado el 1999.11.08 dispone lo siguiente: "En caso que, al amparo de las disposiciones contenidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, las empresas eléctricas hayan efectuado compensaciones por incumplimiento de dicha norma a favor de sus clientes hasta el día 11 de octubre de 1999, gozarán de un crédito por los montos compensados, que podrá ser aplicado contra futuras compensaciones frente a dichos clientes en los períodos que correspondan. En caso contrario, tales compensaciones deberán serles restituidas."*
- *Nota 3.- El artículo 10° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 2000.04.11 dispone lo siguiente: "Iniciar las mediciones a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos a partir del 12 de octubre de 1999."*

d) Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo caso de fuerza mayor y casos de reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes, debidamente calificados como tales por la Autoridad. Estos casos serán tratados conforme a la Tercera Disposición Final de la presente Norma y la Resolución del Consejo Directivo del OSINERG N° 010-2004-OS/CD, o la que la sustituya.

- *Inciso d) según D.S. N° 026-2006-EM, publicado el 2006.04.21*

d) Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad del servicio eléctrico, independientemente que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor, casos derivados de la ejecución de obras de gran envergadura de interés público de otros sectores, o casos de reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes, debidamente calificados como tales por la Autoridad. Estos casos serán tratados conforme a la Tercera Disposición Final de la presente Norma y la Resolución del Consejo Directivo del OSINERG N° 010-2004-OS/CD, o la que la sustituya.

- *Inciso d) según D.S. N° 057-2010-EM, publicado el 2010.09.11*

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.

3.3 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 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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 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.

Ante una falla en el sistema de transmisión, no se considerarán, durante un intervalo de 10 minutos, las transgresiones por calidad del producto en lo referente a tensión y frecuencia, que origine dicha falla. Si vencido el período de tiempo indicado, estos parámetros sobrepasan las tolerancias establecidas, la responsabilidad por el período siguiente a los 10 minutos de tolerancia será de los generadores.

▪ *Último párrafo añadido por D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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.

3.5 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 través de un análisis estrictamente técnico, a los integrantes del sistema responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro; y, en quince (15) días calendario de ocurrido el hecho elevará a la Autoridad el respectivo informe,

técnicamente sustentado, para que los integrantes del sistema responsables efectúen las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. La Autoridad fiscalizará el fiel cumplimiento de este plazo en función de su competencia, definida en el Título Cuarto de la presente Norma y aplicando otros numerales que crea conveniente. Tratándose de casos en los que: i) El Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema resulte responsable, asume responsabilidad el encargado de dicha función; ii) Sea difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen responsabilidad solidaria, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**3.5** En casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro (en adelante Evento), el COES está obligado a asignar responsabilidades y a calcular las compensaciones correspondientes. En concordancia con los numerales III y 3.2, en todos los casos que resulte responsable un Usuario Libre, asumen dicha responsabilidad sus respectivos Suministradores de acuerdo al Procedimiento COES, por lo que la decisión del COES deberá considerar este aspecto.

a) Para ello investiga el Evento e identifica, a través de un análisis estrictamente técnico, a los Agentes en cuyas instalaciones se origina el Evento, para lo cual:

i. Anualmente el COES instalará un Comité técnico de análisis de fallas, el mismo que estará conformado por representantes de los Agentes del sistema, a excepción de los Usuarios Libres cuya participación en este comité técnico es potestativa, y por uno o más representantes del COES. Uno de los representantes del COES lo presidirá.

ii. Para cada Evento el COES convocará al Comité Técnico de Análisis de Fallas, y dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes de ocurrido el Evento, el Comité llevará a cabo las investigaciones y análisis que el caso requiera, y emitirá un Informe con las opiniones y recomendaciones que el caso amerite. El referido plazo podrá ser prorrogado por la Autoridad, hasta por un máximo de diez (10) días hábiles, a solicitud del COES. La solicitud debe ser presentado antes del plazo original.

iii. Los Agentes del sistema están obligados a entregar al COES la información que le sea solicitada, en la forma y plazo que establezca el procedimiento correspondiente. Los Agentes deberán instalar equipos registradores de fallas conforme lo establezca el respectivo procedimiento del COES. En caso no sea posible identificar al responsable de un Evento y entre los involucrados haya un Agente que no proporcione en la forma y dentro del plazo que establezca el procedimiento la información necesaria para deslindar su participación en dicho Evento, se podrá presumir, salvo prueba en contrario que el origen del mismo tuvo lugar en sus instalaciones;

b) Dentro de los diez (10) días hábiles de recibido el informe del Comité Técnico el COES deberá emitir la decisión debidamente sustentada con un Informe Técnico y los fundamentos legales correspondientes. De ser el caso, la decisión contendrá la asignación de responsabilidades y el cálculo preliminar de las compensaciones correspondientes. El COES remitirá copia de su decisión a la Autoridad y a los Agentes involucrados.

c) Dentro de los quince (15) días hábiles de finalizado el correspondiente Periodo de Control, el COES comunicará a los involucrados, con copia a la Autoridad, el cálculo definitivo de las compensaciones.

d) Si como resultado de la investigación y análisis: (i) el Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema resultará responsable, asume la responsabilidad el COES; (ii) no fuera posible identificar a los responsable, todos los Integrantes Registrados del COES asumen la responsabilidad por el pago de las compensaciones correspondientes, en proporción a los aportes que realizan al COES, a excepción de aquellos cuya intervención en la mala calidad sea manifiestamente imposible; (iii) se determina que la deficiencia de la calidad se debió estrictamente a la falta de capacidad de los sistemas de transmisión por congestión, los Agentes y el COES quedan exonerados del pago de compensaciones.

e) Cuando un Agente haya solicitado calificación de fuerza mayor a la Autoridad en aplicación del inciso a) de la Tercera Disposición Final, y siempre que corresponda al Evento materia de investigación, el plazo referido en el inciso b) para la decisión del COES se suspenderá, para el agente que solicitó la calificación de fuerza mayor hasta que la Autoridad se haya pronunciado sobre dicha solicitud, la misma que también debe ser notificada al COES a fin que recoja dicho pronunciamiento en su decisión de asignación de responsabilidades y de compensaciones. La referida suspensión procederá siempre que el Agente comunique al COES, y acredite una copia del cargo, la presentación de la solicitud de calificación de fuerza mayor ante la Autoridad dentro del plazo previsto en la Norma. Los otros Suministradores involucrados asumen su responsabilidad únicamente por la proporción que les corresponda según lo determinado por el COES.

- *Texto del numeral según D.S. N° 057-2010-EM, publicado el 2010.09.11*

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.

- *Nota 1.- El artículo 6° del DS N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “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.”*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 6° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:  
“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.”*

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.

---

## TÍTULO 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.

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

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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.

4.3 Resolver los pedidos, reclamos o controversias presentadas por las Empresas de Electricidad o los Clientes, respecto al cumplimiento de la Norma, de acuerdo a las instancias y procedimientos establecidos en el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM o la norma que lo sustituya.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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.

## TÍTULO QUINTO

### 5. CALIDAD DE PRODUCTO

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

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

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

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

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

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

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

- *Nota 1.- El artículo 3° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: “Disponer que las compensaciones por mala calidad de tensión y por mala calidad de frecuencia, a que da origen la aplicación de la NTCSE en su Segunda Etapa, se calculen mensualmente y se efectúen a través de liquidaciones semestrales.”*
- *Nota 2.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, de la siguiente manera:  
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.  
Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.”*
- *Nota 3.- El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME.”*
- *Nota 4.- El artículo 1° del D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28 dispone lo siguiente: “Cualquier deficiencia de la calidad del servicio eléctrico relacionada estrictamente con la congestión de las instalaciones de transmisión, no será considerada para el pago de compensaciones determinadas conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.”*
- *Nota 5.- El artículo 2° del D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28 dispone lo siguiente: “El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y se mantendrá en vigencia desde el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano, hasta el 31 de diciembre de 2011.”*
- *Nota 6.- El artículo 2° del D.S. N° 059-2009-EM, publicado el 2009.08.22 dispone lo siguiente: Agregar segundo párrafo al artículo 1° de D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28.  
(...) Cualquier deficiencia en la calidad del servicio eléctrico que ocurra como consecuencia de la aplicación de disposiciones temporales del COES o del Ministerio de Energía y Minas destinadas a mitigar o superar la congestión de instalaciones de transmisión y/o el incremento del nivel de cortocircuito, tampoco será considerada para el pago de compensaciones determinadas conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto Supremo N° 020-97-EM.*

## 5.1 TENSIÓN

5.1.1 **Indicador De Calidad.-** El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia ( $\Delta V_k$ ) 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:

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

- *Nota 1.- El artículo 7° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes en la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha citada.”*

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

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

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

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

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período de medición.

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

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

- *Texto del último párrafo según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**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 =  $\sum_p a \cdot A_p \cdot E(p)$ .....(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<sub>p</sub>-** 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.

**5.1.3 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** =  $\sum_p a \cdot A_p \cdot E(p)$ .....(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  $\Delta V_n(\%)$ . 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	NA
$7.5 <  \Delta V_p(\%) $	$2 + ( \Delta V_p(\%)  - 7.5)$	NA
$7.5 <  \Delta V_p(\%)  \leq 10.0$	NA	1
$10.0 <  \Delta V_p(\%) $	NA	$2 + ( \Delta V_p(\%)  - 10)$

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

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

NA : No Aplicable.

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

▪ *Texto de la tabla N° 1 según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**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.

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

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

▪ *Primer párrafo según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**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.

**5.1.6** 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

## 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:

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

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:

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

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

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

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

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

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.

▪ *Fórmula N° 5 según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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') :  $\pm 12.0 \text{ Ciclos}$ .

5.2.3 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') :  $\pm 600.0 \text{ Ciclos}$ .

▪ *Tolerancia sobre variaciones diarias según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

▪ *Nota 1.- El artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999. 04.11, dispone lo siguiente: "Incrementar en cincuenta por ciento (50%) las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) para el Sistema Interconectado del Sur (SIS) y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro  $M_{VDF}$  contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en tales sistemas.*

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

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

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

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

*Los incrementos a que se refiere el párrafo anterior se aplican:*

*a) A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o*

*b) A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor.*

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

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

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

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

*Los incrementos a que se refiere el párrafo anterior se aplican:*

*a) A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o*

*b) A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor.*

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

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

*Para efectos de este artículo se considera como:*

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

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

5.2.4 Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: i) si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al 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.

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

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

▪ *Texto del inciso i) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**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 =  $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$ .....(Fórmula N° 6)**

Donde:

- q.- Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.
- b.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:  
Primera Etapa:  $b=0.00$   
Segunda Etapa:  $b=0.01$  US\$/kWh  
Tercera Etapa:  $b=0.05$  US\$/kWh
- $B_q$ .- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta f_q$  (%), 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 =  $b' \cdot B_m \cdot P_m$  .....(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 N° 3**

$N_{VSF}$	$B_m$
$1 < N_{VSF} \leq 3$	1
$3 < N_{VSF} \leq 7$	10
$7 < N_{VSF}$	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** =  $\sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d \dots \dots \dots$  (Fórmula N° 8)

Donde:

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

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

- Primera Etapa:  $b''=0.00$
- Segunda Etapa:  $b''=0.01$  US\$/kW
- Tercera Etapa:  $b''=0.05$  US\$/kW

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

**Tabla N° 4**

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

**Tabla N° 4**

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

▪ *Tabla según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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

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

**Compensaciones por Variaciones Sostenidas** =  $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q) \dots \dots \dots$  (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 $	$2 + ( \Delta f_q  - 1)/0.1$

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

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

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

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 N° 3**

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

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

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

Compensaciones Por Variaciones Diarias =  $\sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d$ .....(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.

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

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota.- Ver Nota 2 correspondiente al numeral 5.2.3 donde se incrementa los límites del parámetro  $M_{VDF}$*

**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.

**5.2.7 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 garanticen 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**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 período 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 Período de Medición es de un (1) mes calendario, coincidiendo con el Período de Control y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

- *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**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.

- *Nota .- La cuarta disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente:  
"Cuarta.- En el caso de clientes libres y clientes potenciales emisores de perturbaciones, que antes de la promulgación de la Norma potenciaron sus instalaciones eléctricas contra emisión de perturbaciones bajo estándares diferentes a la IEC pero reconocidos internacionalmente, serán aceptados dichos estándares después de la sustentación ante la Autoridad y verificación respectiva."*

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



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

b) Para ARMÓNICAS: 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.

a) **Flícker.**- El Índice de Severidad por Flícker ( $P_{st}$ ) no debe superar la unidad ( $P_{st} \leq 1$ ) en Muy Alta, 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.

▪ *Texto del inciso a) según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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 (2°) y la cuarenta (40°), ambas inclusive.

Tabla N° 5

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA   $V_i'$   ó  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

Tabla N° 5

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA  Vi'  ó  THD'  (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Alta y Muy Alta Tensión	Media y Baja Tensión
<b>(Armónicas Impares no múltiplos de 3)</b>		
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 + 12.5/n
<b>(Armónicas impares múltiplos de 3)</b>		
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
<b>(Pares)</b>		
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	8

▪ Tabla según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11

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

$$THD = \left( \sqrt{\sum_{i=2...40} (V_i^2 / V_N^2)} \right) \cdot 100\% \dots \dots \dots (Fórmula N° 9)$$

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.

- *Nota 1.- El artículo 6° del DS N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “ Suspende 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.”*
- *Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 6° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:  
“Artículo 6°.- Suspende 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.”*

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:

$$\text{Compensaciones por Flícker} = \sum_r c \cdot C_r \cdot E(r) \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 10})$$

Donde:

r.- Es un intervalo de medición en el que se violan las tolerancias por Flícker.

c.- Es la compensación unitaria por Flícker:

- 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 Flícker DPF(r) calculado para el intervalo de medición “r” como:

$$\text{DPF}(r) = P_{st}(r) - P_{st}'$$

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

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

$$\text{Compensaciones por Armónicas} = \sum_s d \cdot D_s \cdot E(s) \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 11})$$

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:

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

(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 más 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	-	-

**5.3.7 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:

Tabla N° 6

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con más 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	-	-

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**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) 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	
	Flícker	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	-	-

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**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 flícker y voltajes armónicos especificados en el numeral 5.3.7, se efectúan mediciones de flícker 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.

**5.3.9** Adicionalmente, con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flícker y tensiones armónicas especificados en el último párrafo del numeral 5.3.7, se efectúan mediciones de monitoreo de flícker 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

## 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 Flícker, 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 Flícker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad.

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 Flícker, 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 Flícker 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**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.

**5.5.1** 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**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.

## TÍTULO SEXTO

### 6. CALIDAD DE SUMINISTRO

#### 6.1 INTERRUPCIONES

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 Período 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 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*).

**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:

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

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 en redes\* :  $K_i = 0.5$
- Otras :  $K_i = 1.0$

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.

**6.1.3 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%). 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 Período de Control de un semestre:

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

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 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**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:

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

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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**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 : 02 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones/semestre

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

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

▪ *Nota 1.- El artículo 4° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: “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.”*

▪ *Nota 1.- El artículo 4° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 ha sido modificado mediante el D.S. N° 004-2006-EM, publicado el 2006.01.06, y dispone lo siguiente:*

*“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 los Sectores de Distribución Típicos 2 y 3. 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 el incremento al cual hacen referencia el párrafo anterior. 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.”*

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

**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%.

**6.1.5** Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como urbano-rural y rural, incrementar para ambos la tolerancia del Número de Interrupciones por Cliente (N') en 50% y la

tolerancia de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') en 100% para el servicio urbano-rural y 250%, para el servicio rural.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**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.

- *Nota 1.- El artículo 1° del D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28 dispone lo siguiente: Cualquier deficiencia de la calidad del servicio eléctrico relacionada estrictamente con la congestión de las instalaciones de transmisión, no será considerada para el pago de compensaciones determinadas conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.*
- *Nota 2.- El artículo 2° del D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28 dispone lo siguiente: El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y se mantendrá en vigencia desde el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano, hasta el 31 de diciembre de 2011.*
- *Nota 3.- El artículo 2° del D.S. N° 059-2009-EM, publicado el 2009.08.22 dispone lo siguiente: Agregar segundo párrafo al artículo 1° de D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28. (...) Cualquier deficiencia en la calidad del servicio eléctrico que ocurra como consecuencia de la aplicación de disposiciones temporales del COES o del Ministerio de Energía y Minas destinadas a mitigar o superar la congestión de instalaciones de transmisión y/o el incremento del nivel de cortocircuito, tampoco será considerada para el pago de compensaciones determinadas conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto Supremo N° 020-97-EM.*

**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 • E • 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:

**$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$ .....(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:

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

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.

**6.1.8** 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:

$$\text{Compensaciones Por Interrupciones} = e \cdot E \cdot ENS \text{.....(Fórmula N° 14)}$$

Donde:

e : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa: e=0.00

Segunda Etapa: e=0.05 US\$/kWh

Tercera Etapa: e=0.35 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:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \text{.....(Fórmula N° 15)}$$

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:

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

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.

En el caso específico de un cliente final conectado al mismo nivel de tensión del respectivo punto de compra-venta de energía de su Suministrador, si las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro establecidos en la Norma para estos clientes son superadas, finalizado el semestre correspondiente, el Suministrador que tiene vínculo contractual con este cliente final efectúa la compensación total, conforme a lo establecido anteriormente en este numeral. Asimismo, cada Suministrador responsable de interrupciones que tiene vínculo contractual en el punto de compra-venta correspondiente con el Suministrador del cliente final o Distribuidor, resarce a este Suministrador o Distribuidor por las compensaciones efectuadas a su cliente final y por aquellas, según sea el caso, que como Distribuidor le corresponde recibir para ser transferidas a sus demás clientes finales conectados en niveles de tensión inferior al del punto de compra-venta correspondiente, de manera proporcional al número de interrupciones y duración de las mismas, con la que ha contribuido a transgredir las tolerancias de los indicadores para el nivel de tensión de este punto de compra-venta, en función a la siguiente fórmula:

$$C_i = C \cdot (E_i / E) \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 16-A)}$$

Donde:

C : Compensación recibida por el cliente final o Distribuidor, según sea el caso, conforme a fórmula N° 14.

E<sub>i</sub> : Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el Suministrador “i”, a transgredir las tolerancias de los indicadores establecidas para el nivel de tensión del punto de compra-venta en cuestión. Calculado por la siguiente expresión:

$$E_i = 1/2 \cdot (N_i/N + D_i/D) + N_i/N \cdot (N - N')/N' + D_i/D \cdot (D - D')/D' \dots \text{(Fórmula N° 16-B)}$$

Donde:

N<sub>i</sub> : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador “i”, con un decimal de aproximación.

D<sub>i</sub> : 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 compra-venta correspondiente, 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 compra-venta correspondiente.

E : Es el factor definido mediante la fórmula N° 15.

Las compensaciones por interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección por mínima frecuencia se calculan por línea o alimentador, según la siguiente fórmula, las mismas que se distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes afectados, de acuerdo a su consumo de energía registrado durante el semestre correspondiente.

$$\text{Compensaciones Por Rechazo de Carga} = e \cdot E_f \cdot \text{ENS}_f \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 16-C)}$$

Donde:

e : Es la compensación unitaria ya establecida en este mismo numeral.

E<sub>f</sub> : Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia (N<sub>RCF</sub>) y la Duración Total (expresada en horas) de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia (D<sub>RCF</sub> = Σd<sub>k</sub>) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 6-A

N <sub>RCF</sub>	E <sub>f</sub>
1 ≤ N <sub>RCF</sub> ≤ 2	1
2 < N <sub>RCF</sub>	1 + (N <sub>RCF</sub> - 2)/4 + (D <sub>RCF</sub> - 0.15)/0.15 (*)

E<sub>f</sub>, se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

(\*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar E<sub>f</sub>, solamente si su valor individual resulta positivo.

N<sub>RCF</sub> y D<sub>RCF</sub>, se evalúan para cada línea o alimentador de los datos obtenidos del sistema SCADA.

ENS<sub>f</sub>: Es la Energía Teóricamente No Suministrada, durante el semestre, por la línea o alimentador determinado, por causa de las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, expresada en kWh y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{ENS}_f = \sum (\text{ENS}_{f,k}) \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 16-D)}$$

Tal que:

$$ENS_{f,k} = (P_k \cdot d_k / \sum (P_{k,i} \cdot d_{k,i})) \cdot ENST_{f,k} \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 16-E)}$$

Donde:

$ENS_{f,k}$  : Es la Energía Teóricamente No Suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual ( $d_k$ ) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.

$P_k$  : 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.

$d_k$  : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Los sub-índices:

“ 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.

$ENST_{f,k}$  : 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**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 =  $e \cdot E \cdot ENS \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 14)}$

Donde:

$e$  : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

- Primera Etapa :  $e = 0,00 \text{ US\$/kW.h}$
- Segunda Etapa :  $e = 0,05 \text{ US\$/kW.h}$
- Tercera Etapa :  $e = 0,35 \text{ US\$/kW.h}$

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

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 15)}$$

En caso que se produzca una interrupción no programada de duración superior a treinta y cuatro (34) horas continuas, el cálculo de las compensaciones se realizará considerando el factor de ponderación E calculado mediante la fórmula 15-A.

$$E = [1 + (N - N')/N' + (24 - D')/D' + 1/3 \cdot (D - D')/D'] \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 15-A)}$$

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:

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

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.

En el caso específico de un cliente final conectado al mismo nivel de tensión del respectivo punto de compra-venta de energía de su Suministrador, si las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro establecidos en la Norma para estos clientes son superadas, finalizado el semestre correspondiente, el Suministrador que tiene vínculo contractual con este cliente final efectúa la compensación total, conforme a lo establecido anteriormente en este numeral. Asimismo, cada Suministrador responsable de interrupciones que tiene vínculo contractual en el punto de compra-venta correspondiente con el Suministrador del cliente final o Distribuidor, resarce a este Suministrador o Distribuidor por las compensaciones efectuadas a su cliente final y por aquellas, según sea el caso, que como Distribuidor le corresponde recibir para ser transferidas a sus demás clientes finales conectados en niveles de tensión inferior al del punto de compra-venta correspondiente, de manera proporcional al número de interrupciones y duración de las mismas, con la que ha contribuido a transgredir las tolerancias de los indicadores para el nivel de tensión de este punto de compra-venta, en función a la siguiente fórmula:

$$C_i = C \cdot (E_i / E).....(Fórmula N° 16-A)$$

Donde:

C : Compensación recibida por el cliente final o Distribuidor, según sea el caso, conforme a fórmula N° 14.

$E_i$  : Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el Suministrador “i”, a transgredir las tolerancias de los indicadores establecidas para el nivel de tensión del punto de compra-venta en cuestión. Calculado por la siguiente expresión:

$$E_i = 1/2 \cdot (N_i/N + D_i/D) + N_i/N \cdot (N - N')/N' + D_i/D \cdot (D - D')/D'.....(Fórmula N° 16-B)$$

Donde:

- $N_i$  : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador “i”, con un decimal de aproximación.
- $D_i$  : 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 compra-venta correspondiente, 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 compra-venta correspondiente.

E Es el factor definido mediante la fórmula N° 15.

Las compensaciones por interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección y/o por apertura manual por disposición del COES, ya sea por mínima frecuencia o por mínima tensión, se calculan por línea o alimentador, según la siguiente fórmula. Estas compensaciones se distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes afectados, de acuerdo a su consumo de energía registrado durante el semestre correspondiente.

$$\text{Compensaciones por Rechazo de Carga} = e \cdot E_f \cdot \text{ENS}_f \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 16-C})$$

Donde:

e : Es la compensación unitaria ya establecida en este mismo numeral.

$E_f$  : Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión ( $N_{RCF}$ ) y la Duración Total (expresada en horas) de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión ( $D_{RCF} = \sum d_k$ ) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 6-A

$N_{RCF}$	$E_f$
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1
$2 < N_{RCF}$	$1 + (N_{RCF} - 2)/4 + (D_{RCF} - 0,15)/0,15$ (*)

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

(\*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar  $E_f$ , solamente si su valor individual resulta positivo.

$N_{RCF}$  y  $D_{RCF}$ , se evalúan para cada línea o alimentador de los datos obtenidos del sistema SCADA.

$\text{ENS}_f$ : Es la Energía Teóricamente No Suministrada, durante el semestre, por la línea o alimentador determinado, por causa de las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión, expresada en kW.h y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{ENS}_f = \sum (\text{ENS}_{f,k}) \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 16-D})$$

Tal que:

$$\text{ENS}_{f,k} = (P_k \cdot d_k / \sum (P_{k,i} \cdot d_{k,i})) \cdot \text{ENST}_{f,k} \dots \dots \dots (\text{Fórmula N° 16-E})$$

Donde:

$\text{ENS}_{f,k}$  : Es la Energía Teóricamente No Suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual ( $d_k$ ) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kW.h.

$P_k$  : 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.



$d_k$  : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Los sub-índices:

“  $k$  ”: 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.

$ENST_{f,k}$  : 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 026-2006-EM, publicado el 2006.04.21*

**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 Numero de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por Cliente se llevan a cabo de la siguiente manera:

- En todos los puntos de suministro a Clientes en muy alta y alta tensión.
- En todas aquellas secciones de líneas o alimentadores que atiendan directamente a Clientes en media tensión y/o subestaciones MT/BT;
- 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..

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

- 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**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.

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.

- *Texto de los dos últimos párrafos según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**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 aquélla 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, aquélla en la que se restableció el suministro de manera estable.

**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, aquélla 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

## 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 montaje 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. Éstas 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 (Ejm.: 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.

6.2.7 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

6.2.8 Compensar a sus Clientes afectados por la deficiente Calidad de Suministro, en la facturación del mes siguiente de concluido el Período 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.

## TÍTULO SÉTIMO

### 7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

**7.0.1** La Calidad del Servicio Comercial se evalúa sobre tres (3) sub-aspectos, 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 añadidos 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: 56 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.

**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.

▪ *Texto del ítem i) del inciso d) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

ii. Las reclamaciones por posibles errores de facturación, deben quedar resueltos 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.

**7.1.5 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

## 7.2 MEDIOS DE ATENCIÓN

**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.

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.

▪ *Texto del inciso b) según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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

1. 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 PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

**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.

**7.3.1** La energía facturada al cliente no debe incluir errores de medida que excedan a los límites de precisión establecidos para los sistemas de medición de energía eléctrica en la Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”, probada mediante Resolución Ministerial N° 496-2006-MEM/DM.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 002-2008-EM, publicado el 2008.01.09*

**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.

**7.3.2 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**7.3.2 Indicador De Calidad.-** El Indicador a través del cual se evalúa la calidad del Servicio Comercial, en este aspecto, es el número de suministros en los que se haya verificado deficiencias en el sistema de medición, conforme a lo establecido en la Norma DGE de Contraste



referida en el numeral 7.3.1 y en concordancia con el numeral 6.5.2 de la mencionada Norma DGE de Contraste. Las deficiencias consideradas son:

- a) La prueba de marcha en vacío no cumple con lo establecido en la mencionada Norma DGE de contraste; y,
- b) Si de una o más de las pruebas, realizadas al sistema de medición, resulta un error positivo y mayor que el error admisible correspondiente establecido en la referida Norma DGE de Contraste.

El indicador denominado Porcentaje de Suministros con Deficiencias en el Sistema de Medición,  $Sd(\%)$ , está definido como:

$$Sd(\%) = (Nd / Nc) \cdot 100\%; \text{ (expresado en: \%)... (Fórmula N° 16-F)}$$

Donde:

- Nd: Es el número de suministros en los que se ha verificado deficiencias en el sistema de medición; y,  
Nc: Es número total de suministros cuyo sistema de medición ha sido contrastado.

- *Texto del numeral según D.S. N° 002-2008-EM, publicado el 2008.01.09*

**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%).

**7.3.3 Tolerancias.-** Se considera que la Precisión de Medida de la Energía Facturada por un Suministrador es aceptable, si el Porcentaje de Suministros con Deficiencias en el Sistema de Medición,  $Sd(\%)$ , es inferior al cinco por ciento (5%).

- *Texto del numeral según D.S. N° 002-2008-EM, publicado el 2008.01.09*

**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.

**7.3.4 Penalidades.-** Las transgresiones de la tolerancia establecida o incumplimientos de la Norma 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**7.3.4 Penalidades.-** Las transgresiones a la tolerancia establecida o incumplimiento de la Norma se sancionan por cada periodo de control semestral con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente.

Sin perjuicio de las sanciones a que hubiera lugar, el Suministrador deberá reemplazar los contadores de energía o sistemas de medición de los suministros con deficiencias (Nd) en un plazo máximo de diez (10) días calendario de realizado el contraste conforme a lo establecido en la Norma DGE de Contraste referida en el numeral 7.3.1.

- *Texto del numeral según D.S. N° 002-2008-EM, publicado el 2008.01.09*

**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:

**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

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:

- *Texto del primer párrafo según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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

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

**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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**7.3.5 Control.-** El control es semestral y se lleva a cabo a través de programas mensuales de inspección con equipos debidamente certificados por la entidad competente y aprobados por la Autoridad.

El número de suministros (Nc) en los cuales se contrastará el sistema de medición corresponderá a una muestra estadística aleatoria dividida en estratos representativos del universo de suministros que atiende el Suministrador en función a: i) opciones tarifarias; ii) marca de contadores de energía; y, iii) antigüedad de los contadores de energía.

La muestra semestral debe comprender como mínimo el uno por ciento (1%) del universo de suministros que atiende el Suministrador; en el proceso de selección aleatoria de la muestra estratificada no se considerarán los suministros que conformaron las muestras correspondientes a los diez (10) anteriores periodos de control semestral.

Esta muestra se contabiliza a cuenta del lote de sistemas de medición que debe contrastar el Suministrador conforme a lo establecido en el Procedimiento de Fiscalización de OSINERGMIN aprobado mediante Resolución N° 005-2004-OS/CD, o del que lo sustituya. Esta muestra semestral 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 diez por ciento (10%), a fin de asegurar la representatividad sobre los respectivos estratos.”

- *Texto del numeral según D.S. N° 002-2008-EM, publicado el 2008.01.09*

## 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.

7.4.6 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada semestre, entregar a la Autoridad la siguiente información:

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.”

Además, dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad un reporte de las inspecciones efectuadas con relación a la precisión de la medida de la energía facturada.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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.

7.5.1 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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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.

## TÍTULO 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 I(%) está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el Suministrador, y está definido como:

**8.1.1 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, I(%), está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el suministrador, y está definido como:

- *Texto del primer párrafo según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

$I(\%) = (l/L) \cdot 100\%$ ; (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 I(%) es del cinco por ciento (5%).

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

- *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**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 =  $g \cdot G \cdot EAP$ ....(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  $I$  (%), de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 8**

Indicador $I(\%)$	G
$5.0 < I(\%) \leq 7.5$	1
$7.5 < I(\%) \leq 10.0$	2
$10.0 < I(\%) \leq 12.5$	3
$12.5 < I(\%) \leq 15.0$	4
$15.0 < I(\%) \leq 20.0$	8
$20.0 < I(\%) \leq 25.0$	16
$I(\%) > 25.0$	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.

**Tabla N° 8**

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

- **Tabla N° 8 y texto de la definición de EAP según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11**

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:

**Compensación por Alumbrado Público Deficiente =  $g \cdot G \cdot EAP$ .....(Fórmula N° 18)**

Donde:

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

$g = 0.01$  US\$/kWh

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

Tabla N° 8

Indicador I(%)	G
$10.0 <  I(\%)  \leq 12.5$	1
$12.5 <  I(\%)  \leq 15.0$	2
$15.0 <  I(\%)  \leq 17.5$	3
$17.5 <  I(\%)  \leq 20.0$	4
$20.0 <  I(\%)  \leq 25.0$	5
$ I(\%)  > 25.0$	6

**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.

- *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*
- *Nota .- La tercera disposición transitoria del D. S. N° 040-2001-EM publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: "Por el período de un (1) año contado desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo para el factor G a que se refiere el numeral 8.1.4., se aplicará la siguiente Tabla:*

Tabla N° 8-A

Indicador I(%)	G
$10.0 <  I(\%)  \leq 15.0$	1
$15.0 <  I(\%)  \leq 20.0$	2
$20.0 <  I(\%)  \leq 25.0$	3
$25.0 <  I(\%)  \leq 30.0$	4
$30.0 <  I(\%)  \leq 35.0$	5
$ I(\%)  > 35.0$	8

*Vencido el mencionado período de un (1) año, se aplica la Tabla contenida en el numeral 8.1.4."*

**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.

**8.1.5 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 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.

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

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

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.

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

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

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.

8.2.8 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada semestre, entregar a la Autoridad la siguiente información:

Resumen del cálculo de los indicadores de calidad;

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, 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 mediciones.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

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.

**8.3.1** 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.

▪ *Texto del numeral según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27*

**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.

**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:

a) Se calculan las compensaciones que un suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, incluyendo las originadas en el sistema de transmisión;

b) Se calculan las compensaciones que el mismo suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, excluyendo las originadas en el sistema de transmisión;

c) 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.

▪ *Texto de la primera disposición final según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*



**Primera.-** Las compensaciones derivadas de deficiencias en las redes de transmisión, no podrán exceder de diez por ciento (10%) de las ventas semestrales por servicios de transmisión de la respectiva empresa transmisora. Para el cálculo del referido diez por ciento (10%), no se considerará los ingresos correspondientes a las Ampliaciones de las instalaciones en operación comercial al 31 de diciembre de 2005. Entiéndase como Ampliaciones a las nuevas ternas de las líneas en concesiones de transmisión vigentes, ampliación de capacidad de transformación, modificación de subestaciones, instalación de equipos de compensación reactiva, entre otros, que sean puestas en operación comercial después del 31 de diciembre de 2005. No se considerará como Ampliación las nuevas instalaciones que requieran nueva concesión.

Para los efectos del párrafo que antecede, la Autoridad establecerá los requisitos que debe cumplir una instalación para que sea tipificada como Ampliación. Asimismo, publicará semestralmente los ingresos totales percibidos por cada empresa y los correspondientes a las Ampliaciones.

En caso que el cálculo de la compensación exceda dicho límite, las compensaciones que se originen en el resto de la cadena de suministradores y clientes, exclusivamente por deficiencias en las instalaciones de transmisión, se reducen proporcionalmente y se pagan de la siguiente manera, en concordancia con el numeral 6.1.8:

- a) Se calculan las compensaciones que un suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, incluyendo las originadas en el sistema de transmisión;
- b) Se calculan las compensaciones que el mismo suministrador debería pagar por todas las deficiencias ocurridas, excluyendo las deficiencias originadas en el sistema de transmisión;

El suministrador debe pagar como compensación, la suma de 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.

▪ *Texto de la primera disposición final según D.S. N° 026-2006-EM, publicado el 2006. 04.21*

**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 períodos 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 período, 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.

**Tercera.-** Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad de la energía suministrada en un período ha sido producto de un caso de fuerza mayor, 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 presentará ante la Autoridad la documentación probatoria, para su calificación respectiva. Cumplido dicho plazo, la Autoridad emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de 30 días calendario caso

contrario la calificación será favorable al Suministrador. Lo resuelto por la Autoridad pone fin a la vía administrativa.

- *Texto la tercera disposición final según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**Tercera.-** Los casos a los que se refiere el inciso d) del numeral 3.1, serán tratados conforme lo siguiente:

- a) Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad del servicio eléctrico en un período ha sido producto de un caso de fuerza mayor, 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 presentará ante la Autoridad la solicitud de calificación del evento como fuerza mayor acompañando la documentación probatoria.
- b) Un Suministrador podrá solicitar a la Autoridad ser exonerado del pago de las compensaciones correspondientes, cuando prevea que el deterioro de la calidad del servicio eléctrico en una zona y periodo determinados se producirá por causa de reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes. La solicitud de exoneración será presentada con el debido sustento y con una anticipación no menor de quince (15) días calendario a la fecha en que se prevea la ocurrencia del deterioro de la calidad del servicio. Para tales efectos, la Autoridad establecerá los criterios que le permitan evaluar la solicitud de exoneración y emitir un pronunciamiento al respecto.

Cumplidos los plazos correspondientes, la Autoridad emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud de calificación, para los casos de fuerza mayor; y en un plazo máximo de diez (10) días calendario de presentada la solicitud de exoneración, para los casos de interrupciones programadas por reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes. Vencido el plazo sin pronunciamiento expreso de la Autoridad, se tendrá por aprobada la solicitud de calificación o de exoneración, según corresponda. Lo resuelto por la Autoridad pone fin a la vía administrativa.

- *Texto la tercera disposición final según D.S. N° 026-2006-EM, publicado el 2006.04.21*

**Tercera.-** Los casos a los que se refiere el inciso d) del numeral 3.1, serán tratados conforme lo siguiente:

- a) Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad del servicio eléctrico en un período ha sido producto de un caso de fuerza mayor, debe informar a la Autoridad dentro de los dos (2) días hábiles siguiente de ocurrido el hecho. Dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, el Suministrador presentará ante la Autoridad la solicitud de calificación del evento como fuerza mayor acompañando la documentación probatoria. Copia del cargo de la solicitud presentada se remite al COES, a fin que al aplicar el numeral 3.5 aplase su decisión de asignación de responsabilidades hasta que la Autoridad se pronuncie sobre la solicitud de calificación de fuerza mayor.  
Para efectos de la calificación de fuerza mayor, se entiende por ésta a la causa no imputable, consistente en un evento extraordinario, imprevisible e irresistible que impida la adecuada prestación del servicio eléctrico, o que habiendo sido prevista no pudiera ser evitada.
- b) Un Suministrador podrá solicitar a la Autoridad ser exonerado del pago de las compensaciones correspondientes, cuando prevea que el deterioro de la calidad del servicio eléctrico en una zona y periodo determinado se producirá por causa de: (i) obras de gran envergadura de interés público de otros sectores; (ii) reforzamientos o

ampliaciones de instalaciones existentes. La solicitud de exoneración será presentada con una anticipación no menor de quince (15) días calendario a la fecha en que se prevea la ocurrencia del deterioro de la calidad del servicio, incluirá el debido sustento, indicando la relación de infraestructura afectada, los circuitos a ser interrumpidos y/o los usuarios a ser afectados, con un cronograma de ejecución de obras, entre otros, que precise la Autoridad. Para tales efectos, la Autoridad establecerá los criterios que le permitan evaluar la solicitud de exoneración y emitir un pronunciamiento al respecto. Cumplidos los plazos correspondientes, la Autoridad emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud de calificación, para los casos de fuerza mayor, y en un plazo máximo de diez (10) días calendario de presentada la solicitud de exoneración, para los otros casos. Vencido el plazo sin pronunciamiento expreso de la Autoridad, se tendrá por aprobada la solicitud de calificación o de exoneración, según corresponda. Lo resuelto por la Autoridad pone fin a la vía administrativa.

- *Texto la tercera disposición final según D.S. N° 057-2010-EM, publicado el 2010.09.11*

**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  $x$ ; ésta se evalúa del siguiente modo:

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

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.

- *“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 Nota 1.- El artículo 9° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: vigencia de éste.”*

- *Nota 2.- La primera disposición complementaria del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 establece lo siguiente: “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.”*
- *Nota 3.- La primera disposición complementaria del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 establece lo siguiente: “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.”*

**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.

**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.

- *Disposición añadida según el artículo 8° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11*

**Décimo Tercera.-** Las interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección por mínima frecuencia, cuyo ajuste ha sido establecido por los Comités de Operación Económica de los Sistemas (COES) son atribuibles al generador. El COES determinará al miembro responsable de estas interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia, aplicando lo establecido en el numeral 3.5 de la Norma.

- *Texto según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**Décimo Tercera.-** Para todos los efectos, constituyen interrupciones de rechazo de carga las interrupciones originadas por:

- a) El rechazo automático de carga por acción de protecciones de mínima frecuencia y/o mínima tensión, cuyos ajustes fueron establecidos por el COES; y,
- b) El rechazo de carga manual por disposición del Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema, en cumplimiento de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE o aquella que la sustituya.

En ambos casos, el COES aplicará de oficio lo establecido en el numeral 3.5 de la presente Norma, a fin de viabilizar la aplicación de los numerales 3.2 y 3.3 para estos casos, y de aquellos que resulten aplicables.

Las interrupciones por rechazo de carga están sujetas, sin excepción ni diferencia, al correspondiente procedimiento de conteo y compensación contemplado en el numeral 6.1.8.”

- *Texto según D.S. N° 002-2008-EM, publicado el 2008.01.09*

**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. Tampoco 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.

- *Disposición añadida según el artículo 5° del D.S. N° 013-2000-EM,, publicado el 2000. 07. 27*

**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.

- *Disposición añadida por el artículo 6° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

**ANEXO 11**  
**BASE METODOLÓGICA PARA LA**  
**APLICACIÓN DE LA NORMA TECNICA DE**  
**CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS**

martes 14 de octubre de 2008



Organismo Supervisor de la Inversión  
en Energía y Minería

**Base Metodológica para  
la aplicación de la Norma  
Técnica de Calidad de los  
Servicios Eléctricos**

Resolución N° 616-2008-OS/CD

**SEPARATA ESPECIAL**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 616-2008-OS/CD**

Lima, 25 de setiembre de 2008

**VISTO:**

El Memorando N° GFE-1019-2008 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación de la prepublicación del proyecto de modificación de la "Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos"; y

**CONSIDERANDO:**

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo y las normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que según lo dispuesto por el artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, el inciso a) del artículo 5° de la Ley N° 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normativa que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario. Asimismo, el artículo 1° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, señala que OSINERGMIN tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las ENTIDADES del SECTOR ENERGÍA velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general, cautelando la adecuada conservación del medio ambiente;

Que, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, que regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico ha sido modificada por el Decreto Supremo N° 026-2006-EM, Decreto de Urgencia N° 046-2007, Decreto Supremo N° 001-2008-EM, Decreto Supremo N° 002-2008-EM y Decreto Supremo N° 07-2008-EM. Por estas consideraciones es que en la Primera Disposición Transitoria de este último Decreto Supremo se dispuso que OSINERGMIN actualice la Base Metodológica a los referidos cambios de la Norma Técnica;

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 10 de abril de 2008 en el Diario Oficial "El Peruano" la "Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22° y 25° del Reglamento General de OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia General, la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Aprobar la "Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" contenida en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** El presente Procedimiento entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano".

**ALFREDO DAMMERT LIRA**  
Presidente del Consejo Directivo



## BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA “NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS”

### 1.- OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo establecer la Base Metodológica para la aplicación de la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM y sus respectivas modificaciones.

Con tal propósito, esta Base Metodológica describe los principios conceptuales y procedimientos para:

- La estructuración de la Base de Datos
- La transferencia de información.
- La ejecución de las campañas y reporte de resultados.
- La aprobación de especificaciones técnicas de los equipos.

### 2.- DEFINICIONES.

#### 2.1.- GENERALES

**Localidad:** Para efectos de la aplicación de la NTCSE, este concepto se entenderá como un centro poblado con cierta similitud en sus características como una ciudad o un pueblo. Este concepto no está ligado al concepto de distrito o sistema eléctrico, así por ejemplo la localidad de Lima tiene varios distritos.

**Sistema Informático para la Selección Aleatoria (SISA):** Sistema tipo extranet que permite llevar a cabo el procedimiento de selección aleatoria de los suministros BT o vías donde se evaluará la calidad, además del ingreso del cronograma respectivo.

**Sistema Informático de Recepción y Validación para la Aplicación de la NTCSE (SIRVAN):** Sistema tipo extranet que permite la transferencia de información requerida en la presente Base Metodológica.

**Sistema Eléctrico:** Sistema definido en la Resolución OSINERGMIN N 001-2004-OS/CD o la que lo reemplace.

#### 2.2.- CALIDAD DEL PRODUCTO

**Medición Válida:** La medición se considera como válida si alcanza a registrar la cantidad de intervalos válidos requeridos para la evaluación de la calidad (672 intervalos para el caso de la tensión y 1008 para el caso de perturbaciones).

En caso de producirse interrupciones imprevistas el suministrador puede extender la medición a fin de completar los intervalos válidos requeridos.

**Medición Fallida:** Se considera una medición fallida cuando la cantidad de intervalos válidos es inferior a los 672 intervalos para la tensión y 1008 para las perturbaciones o cuando el registro muestre irregularidades en la medición, como:

- Cuando el Registro de Energías Negativas supera el 5% de intervalos.
- Cuando en la medición trifásica, por lo menos una de las fases presenta registros incoherentes.
- Por falla de comunicación en el sistema no es posible la obtención del registro de medición.
- Cuando el equipo debidamente instalado es hurtado y robado.

No se considera medición fallida cuando el suministrador no realiza la medición por falta de equipos disponibles o

cuando así lo determine OSINERGMIN en la evaluación de un caso específico.

**Mediciones Tipo Básica (B):** Mediciones requeridas por la NTCSE para el control de la calidad de producto.

**Mediciones Tipo Alternativa (A):** Mediciones que se efectúan en clientes que no fueron originalmente programados.

**Mediciones por Reclamo (R):** Mediciones que se efectúan en aplicación de la segunda disposición final de la NTCSE.

**Mediciones Solicitadas por OSINERGMIN (O):** Mediciones requeridas por OSINERGMIN en forma extraordinaria.

**Repetición de Medición Fallida (F):** Medición que se programa cuando las mediciones Básicas resulten fallidas y se requiere volver a realizarlas.

**Remediación para Levantamiento Mala Calidad (X):** Medición con la que se comprueba el levantamiento de la mala calidad del producto detectada en su oportunidad y se efectúa en aplicación de la segunda disposición final de la NTCSE.

Si este tipo de mediciones resultase fallido su calificación se mantendrá, es decir seguirá siendo de tipo “X” y no “F”, no siendo obligatoria la medición en el siguiente mes.

### 3.- BASE DE DATOS.

3.1.- La estructura de base de datos se describe en el ANEXO N° 1 del presente documento. La información corresponde a todos los suministros e instalaciones de las empresas (así la aplicación de la NTCSE se encuentre temporalmente restringida en algunas localidades).

3.2.- Para las empresas concesionarias de distribución, la base de datos se actualiza cada seis meses y se transfiere a los 25 días calendario de finalizado el primer y tercer trimestre, respectivamente. La actualización corresponde al último día hábil del primer o tercer trimestre que corresponda.

3.3.- Para las empresas concesionarias de generación y transmisión, la base de datos se actualiza cada vez que se modifique algún componente o suministro.

3.4.- Cada suministrador describe en su Base de Datos sólo las instalaciones bajo su responsabilidad. Si para el llenado de sus tablas se requieren los códigos de las instalaciones de otros suministros (SET, Líneas Alimentadoras MAT o AT, etc), debe acceder al Portal SIRVAN para obtener la información requerida.

3.5.- Para el caso de la información sobre los medidores de energía, se debe consignar necesariamente, en el campo que corresponda, el “año de fabricación del medidor”; de no contarse con éste, se debe consignar el año de instalación del medidor. Además, de no ser posible la determinación del “modelo” del medidor, se deberá consignar por lo menos 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", "modelo" y "año de fabricación del medidor".

3.6.- En forma excepcional, el OSINERGMIN puede solicitar actualización adicional de la base de datos e información gráfica adicional para la ubicación o delimitación de las localidades.

#### 4.- MEDIO DE TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN.

4.1.- La transferencia de información se realiza mediante el sistema extranet SIRVAN, la dirección del portal WEB será informada a las empresas. Para el acceso a este portal el suministrador debe asignar a un coordinador a fin de entregarle el usuario y contraseña de acceso. La fecha de cumplimiento en la remisión de la información es la que queda registrada en el portal al finalizar la transferencia de la misma.

4.2.- En caso existan restricciones en el flujo de información que lo amerite, OSINERGMIN podrá disponer la entrega de la información a determinado suministrador en una fecha posterior.

4.3.- En caso los plazos fijados para la transferencia de información y proceso de selección aleatoria se vencen en días no hábiles, en forma automática los plazos se extenderán al primer día hábil siguiente. Esta extensión no rige para el envío de archivos fuentes.

#### 5.- IMPLEMENTACIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN Y REPORTE DE RESULTADOS.

##### 5.1.- CALIDAD DEL PRODUCTO.

###### 5.1.1.- Determinación del Número de Mediciones

a) Para el caso de las empresas distribuidoras, OSINERGMIN comunicará 30 días hábiles antes de iniciado el semestre, la cantidad estratificada de mediciones de calidad del producto a efectuarse durante el semestre.

b) Para el caso de las empresas generadoras, el número de mediciones a efectuarse se actualiza cada vez que se modifica el número de suministros.

###### 5.1.2.- Selección aleatoria de suministros para evaluación de la Tensión en BT.

En aplicación del numeral 5.5.1 de la NTCSE, OSINERGMIN seleccionará el suministro elegido para la evaluación de la calidad de Tensión en BT; para ello se seguirá el siguiente procedimiento:

a) Se inicia el proceso el primer día hábil del mes previo al inicio de cada semestre. En el portal SISA se establece la cantidad mensual de mediciones a efectuarse durante el semestre.

La empresa distribuidora podrá proponer las modificaciones que considere necesarias, siempre y cuando se cumpla con la cantidad total de mediciones establecida para el semestre. Queda a potestad de OSINERGMIN la aceptación de la propuesta de la concesionaria de distribución.

b) A partir del décimo sexto día de iniciado el proceso, la empresa distribuidora debe efectuar el sorteo para la selección aleatoria de los clientes donde se ejecutarán las campañas de medición de tensión. Culminada la selección, sólo mostrará un seudo código que identifique al suministro elegido.

c) Con dos semanas de anticipación al inicio de cada mes se mostrará en el portal SISA, la SED MT/BT a la que pertenecen los suministros elegidos para el mes.

##### 5.1.3.- Cronograma de mediciones

a) Para el caso de las mediciones de calidad del producto, exceptuando las comprendidas en el proceso de selección aleatoria, cada suministrador, vía el portal SIRVAN, entrega el Cronograma de mediciones del mes siguiente bajo la estructura de las tablas informáticas que se detallan en el ANEXO N° 5 en el plazo que establece la NTCSE.

b) Para el caso de los suministros comprendidos en la selección aleatoria, cada suministrador, vía el SISA, deberá especificar la fecha en que se realizará cada medición programada para el mes en el plazo que establece la NTCSE

c) La selección de los puntos de suministro en MAT, AT y MT a medirse, se realiza sólo entre puntos no medidos. El Suministrador repite el proceso una vez que haya completado la medición de todos los puntos.

d) Toda medición debe ser debidamente cronogramada, para ser considerada válida o fallida. Toda medición que se reporte sin haber sido debidamente cronogramada, excepto los puntos alternativos, será desestimada.

e) Iniciado el mes de control, los suministradores pueden adicionar un cronograma adicional de mediciones exclusivo para Repetición de Mediciones Fallidas y Remedición para Levantamiento Mala Calidad.

##### 5.1.4.- Ejecución de mediciones.

###### a) Identificación del Suministro elegido en la Selección Aleatoria

Los días martes, vía portal SISA, se identificarán a los suministros elegidos para la campaña de tensión cuyas mediciones fueron programadas para la semana siguiente.

###### b) Aviso previo al suministro

La medición programada debe ser notificada al suministro con anticipación no menor de 48 horas respecto a la fecha prevista para su ejecución.

###### c) Tolerancia para la ejecución de mediciones de tensión.

Se admite una demora no mayor a un (01) día hábil para la instalación del equipo registrador, con respecto a la fecha programada para su instalación.

###### d) Planilla de Medición

Para la validez de las mediciones, en todos los casos el suministrador llenará la planilla de medición que se muestra en el Gráfico N°1 del Anexo 19. 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.

###### e) Selección de Suministros Alternativos en mediciones de tensión

En caso de presentarse impedimentos para la medición en un suministro BT (Medición tipo Básica), el suministrador puede proceder a instalarlo en un suministro alternativo próximo que pertenezca al mismo alimentador BT del suministro originalmente seleccionado. En los casos excepcionales que no sea posible identificar o ubicar un suministro alternativo del mismo alimentador, se podrá seleccionar un suministro de otro alimentador de la misma subestación.

El concepto de puntos alternativos no es aplicable para mediciones en suministros MT, 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 pueda efectuarse estas mediciones por negativa expresa del cliente se deberá declarar tal medición como fallida y comunicar este hecho a OSINERGMIN. De ser el caso, se comunicará, para el siguiente mes, los suministros o puntos de red donde se efectuará la medición, tal medición suplirá para todos sus efectos a la medición no efectuada.

Cuando se cuente con la presencia de un Supervisor en el campo, él podrá determinar el suministro donde se efectúe la medición alternativa; tal medición suplirá para todos sus efectos a la medición no efectuada.

- f) **Registro de Energía en Mediciones de Tensión**  
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 en forma simultánea con la energía.

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 Séptima Disposición Final de la NTCSE.

- g) **Aviso a OSINERGMIN instalación de equipos de tensión**  
Una vez instalado el equipo, el suministrador reporta mediante el portal SIRVAN, la fecha de instalación del equipo. El plazo para reportar la instalación es hasta el día siguiente hábil de instalado el equipo.

- h) **Repetición de Mediciones Fallidas**  
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.

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.

- i) **Períodos de Calibración de los equipos**  
Transcurridos dos años desde el momento en que se adquirió o se utilizó por primera vez el equipo para mediciones de Tensión (equipo registrador de Tensión, analizador de redes o equivalente), el suministrador deberá calibrar los equipos a través de una empresa autorizada por INDECOPI para este fin dentro de los siguientes seis (6) meses. Además, a partir de dicha calibración, el suministrador debe calibrar los equipos con la siguiente periodicidad:

- Anual para los equipos portátiles, que se usan para la evaluación de varios suministros.
- Cada Tres años para los equipos fijos, que se usan para la evaluación de un solo suministro.

Mientras no exista empresa autorizada por INDECOPI, la calibración se efectuará por el representante autorizado de la empresa fabricante o por la empresa que el OSINERGMIN autorice en forma expresa.

- j) **Registro de la frecuencia**  
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, comunicarán por escrito al OSINERGMIN, la ubicación y relación de los equipos instalados así como las variaciones que se produzcan en las ubicaciones de los mismos.

#### 5.1.5.- Evaluación de indicadores y compensaciones.

- a) **Periodo de Evaluación de Indicadores**  
El cálculo de indicadores de calidad, se efectúa en base a los primeros intervalos con valores registrados, que completen el periodo de medición.
- b) **Evaluación de Indicadores en Suministros Trifásicos**  
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 estos tres valores resulte fuera de los límites de tolerancia, se adopta para el cálculo de compensaciones el valor de máximo apartamiento de las tolerancias.
- c) **Mediciones que culminan fuera del mes de control**  
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.
- d) **Tipo de Cambio a Emplearse**  
Considerando que la NTCSE establece montos de compensación en dólares de los Estados Unidos de Norte América, el tipo de cambio a utilizarse para hacer efectivas las compensaciones debe ser el determinado por el valor venta promedio calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros, tabla de "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 "El Peruano".
- e) **Actualización de Cálculo de Compensación**  
Las compensaciones por mala calidad detectada mediante medición o remediación 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 remediación.
- f) **Cálculo de Compensación para el caso de Mediciones Fallidas**  
Las compensaciones por mala calidad detectada, por una repetición de una medición fallida anterior, se calcularán 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.
- g) **Compensación por frecuencia**
1. 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.
  2. 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:

**Pmáx** : Demanda en kW Coincidente en Horas Punta del Conjunto de Clientes de la Opción de Simple Medición 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.
- 3. 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 consideran 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.
- 4. 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.
- 5. 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.
- 6. 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 dólares americanos, mediante el siguiente procedimiento:

**Primero:** 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.

**Segundo:** Se determina el factor de ajuste que resulta de dividir el total de compensaciones calculadas en "Primero" entre las compensaciones calculadas por el generador.

**Tercero:** 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.

**Cuarto:** Se calcula la diferencia entre el total calculado por la generadora y el nuevo total calculado en "Tercero".

**Quinto:** Se divide esta diferencia entre 0,01 para determinar el número de clientes (n) a los que se debe agregar o disminuir 0,01 dólares, para que finalmente no quede ningún saldo por distribuir. Este ajuste final de 0,01 dólares se efectúa para los "n" clientes ordenados de mayor a menor compensación individual calculada en "Tercero".

#### 5.1.6.- Reporte de resultados.

De acuerdo con lo dispuesto por el numeral 5.4.8 de la NTCSE las empresas están obligadas a informar sobre los resultados de mediciones y los registros.

##### a) Reporte de archivos fuentes de tensión y perturbaciones

Dentro de las siguientes dieciocho (18) horas de finalizada la medición o retirado el registrador de cada punto medido, el suministrador debe remitir al OSINERGMIN, vía el SIRVAN, el archivo de la medición en formato del propio equipo (información primaria sin procesar).

En caso la medición no genere archivo fuente, también se debe informar este hecho.

##### b) Reporte de archivos de frecuencia

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 cinco (5) días calendario de finalizado cada mes, remite vía SIRVAN, al OSINERGMIN la trama de medición de la frecuencia de cada uno de los puntos de control previamente designados en el respectivo sistema.

##### c) Reporte de resultados del registro de frecuencia

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 cinco días hábiles de finalizado el mes controlado, remite al OSINERGMIN y a las empresas generadoras, un informe sobre el resultado de la medición de frecuencia, el cual de ser el caso, debe indicar en forma explícita las partes del sistema donde se registró una mala calidad de frecuencia y los responsables del mismo.

En base a la información del COES, dentro de los primeros 10 días calendario de finalizado el mes de control, el generador debe comunicar a sus clientes si se excedió las tolerancias de frecuencia en sus puntos de entrega y, de ser el caso, el monto de la compensación.

Además, los generadores entregan a OSINERGMIN el resultado del control de la frecuencia en sus respectivos puntos de entrega de suministro (de acuerdo con la estructura del ANEXO N° 7) y el cálculo de compensaciones (de acuerdo con la estructura del ANEXO N° 8) dentro de los 20 días calendario de finalizado el mes de control.

##### d) Reporte de resultado de mediciones de tensión y perturbaciones.

Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado el mes, el Suministrador, vía el portal SIRVAN, hace llegar a OSINERGMIN lo siguiente:

- 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, según las Tablas Informáticas cuya estructura se detalla en el ANEXO N° 6.
- El reporte de las mediciones efectuadas y los resultados obtenidos, según las Tablas Informáticas cuya estructura se detalla en el ANEXO N° 6 y 7.
- El reporte de compensaciones (tensión/frecuencia) según la estructura de las Tablas Informáticas cuya estructura se detalla en el ANEXO N° 8.
- Un archivo Excel con el cálculo detallado de compensaciones, evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente entre todos los afectados con mala calidad por cada parámetro medido (tensión/ frecuencia). En aquellos indicadores

donde no se excedió la tolerancia no es necesario el cálculo de compensaciones.

El reporte de las compensaciones incluye 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, además de los que corresponda a las repeticiones de mediciones fallidas.

Las compensaciones deben estar expresadas en dólares y con cuatro decimales de aproximación. En caso no exista mala calidad para alguna de las variables controladas, el respectivo archivo debe remitirse vacío.

El ANEXO 8 incluye una tabla de resarcimientos, la cual sólo debe ser enviada por las empresas que efectúen el resarcimiento en la oportunidad que se produzca tal resarcimiento.

**e) Reporte de Informe consolidado**

Dentro de los 20 primeros días calendario de finalizado el mes de control, el suministrador deben entregar al OSINERGMIN, en forma impresa, un informe consolidado de los resultados del control de la calidad del producto.

El informe debe contener los siguientes puntos:

- Un resumen de las mediciones efectuadas: Bajo el formato de la Tabla 1.
- El sustento de las mediciones alternativas: El sustento de cada una de las mediciones realizadas en puntos alternativos.
- Justificación incumplimientos (cuando corresponda): La justificación de cada incumplimiento de los plazos fijados para la ejecución de mediciones, número de mediciones y la remisión de información al OSINERGMIN.
- Resumen de compensación por localidad.
- Estado de las mediciones de mala calidad detectadas en campañas pasadas: Determinación de la cantidad de mediciones donde se detectó una mala calidad y se encuentra pendiente de ser levantada.

**Tabla 1: Resumen de Mediciones Efectuadas**

Tipo de Medicion	Descripción	Mediciones de Tension			Mediciones Perturbaciones		
		BT	MT	AT y/o MAT	MT	AT y/o MAT	SED
Básicas	Exigida por NTCSE						
	Programada						
	Ejecutada						
Requeridas por OSINERGMIN	Exigidas						
	Programada						
	Ejecutada						
Repetición de Mediciones fallidas	Requerida por Base Metod.						
	Programada						
	Ejecutada						
Remedición para levantar Mala calidad	Programada						
	Ejecutada						
Reclamos	Ejecutada						
Total Ejecutadas							

En forma adicional, se debe entregar en forma impresa o vía el portal SIRVAN, copia de las respectivas planillas de Mediciones (Gráfico N° 1 del ANEXO N°19).

**f) Actualización por Fuerza Mayor**

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 facturación del mes siguiente de agotada la vía administrativa. 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.

**g) Determinación de Responsabilidades**

Para el caso de la compensación Generador – Distribuidor, el COES dentro de los siguientes 15 días calendario que es informado sobre la existencia de una mala calidad del producto y en base al respectivo análisis, informa al OSINERGMIN 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.

El Suministrador, cuando corresponda, debe avisar al COES su programa de medición de calidad del producto del mes y en un plazo máximo de diez (10) días hábiles de finalizada la medición debe entregar el resultado de esta medición.

**5.2.- CALIDAD DEL SUMINISTRO.**

**5.2.1.- Programación de interrupciones.**

**a) Aviso a OSINERGMIN**

Con anticipación no menor a cuarenta y ocho (48) horas el Suministrador informa al OSINERGMIN, vía el portal SIRVAN, la programación de interrupción del servicio eléctrico, precisando la ubicación de las instalaciones donde efectuarán las maniobras de interrupción, las zonas afectadas, estimado de usuarios afectados, el resumen de actividades a desarrollar y el responsable de tales actividades.

Además se debe adjuntar en medio magnético el documento que sustente la notificación a los suministros que se afectarán por la interrupción.

La duración de las interrupciones programadas debe corresponder al trabajo o labor a realizar. El suministrador entregará a requerimiento del Supervisor de OSINERGMIN, en un período no mayor a un día hábil toda la información relacionada al trabajo detallado.

**b) Aviso al usuario**

La empresa debe avisar a los usuarios afectados con una anticipación mínima de 48 horas. Se debe asegurar una comunicación efectiva a los usuarios, las características mínimas del aviso deben ser:

Magnitud de la Interrupción	Medio informativo
Todo un sistema eléctrico o Subestación de Transformación.	Volante a cada cliente o (2 medios masivos de comunicación)
uno o varios alimentadores MT	Volante a cada cliente o (1 medio masivo de comunicación)
uno o varias sedes MT/BT o salida en BT	Volante a cada cliente

La determinación del medio masivo (periódico, radio, TV) a utilizar por la empresa y las características del aviso, debe ser la que asegure una comunicación efectiva a los usuarios afectados.

OSINERGMIN podrá disponer una variación en el tipo de medio de comunicación o de las características del mismo cuando lo considere conveniente.

**c) Plazos para comunicación a distribuidoras y generadoras**

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. Asimismo, cuando la interrupción programada no afecte a un punto de entrega generador-distribuidor pero sí a instalaciones de alguna empresa distribuidora, la Transmisora debe notificar a la empresa afectada en el plazo de noventa y seis (96) horas.

**d) Suspensión de interrupciones programadas**

Cuando el suministrador tenga que suspender la interrupción programada debe avisar a sus suministros y al OSINERGMIN de tal suspensión. Además de indicar la razón de la misma.

El aviso de la suspensión debe ser comunicado a su(s) suministro(s) en el menor tiempo posible teniendo en cuenta la ocurrencia de la razón que origina la suspensión y el medio de comunicación que se use.

En un extremo, se avisará después de la hora prevista como inicio de la interrupción cuando la razón de la suspensión se deba a factores externos, imprevistos y no controlados por el suministrador. En este último caso, la comunicación no podrá exceder de las 24 horas de la hora inicialmente prevista como inicio de la interrupción.

**e) Definición de expansión o reforzamiento de redes**

Para efectos de la calificación de interrupciones, se considera como expansión los trabajos que necesariamente requieran corte de servicio para la incorporación de nuevas instalaciones y reforzamiento de redes al 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 OSINERGMIN merezca esta calificación.

**5.2.2.- Solicitud de fuerza mayor y exoneración de compensaciones por expansión o reforzamiento en redes de transmisión.**

Las solicitudes de calificación como fuerza mayor y las solicitudes de exoneraciones de compensaciones por interrupciones programadas por expansión o reforzamiento en redes de transmisión serán evaluadas de acuerdo con el procedimiento OSINERGMIN N° 010-2004-OS/CD o la que lo sustituya.

**5.2.3.- 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 OSINERGMIN.

**5.2.4.- Evaluación de indicadores y compensaciones**

La empresa concesionaria debe evaluar semestralmente los indicadores de interrupciones (N y D) por cada suministro donde se aplica la NTCSE, teniendo en cuenta los factores de ponderación, las tolerancias establecidas así como las

exoneraciones vigentes. Además de proceder al pago de compensaciones y resarcimiento que correspondan, en la forma y los plazos que la NTCSE lo especifique. Para ello se debe tener en cuenta lo siguiente:

**a) Interrupciones con mayor duración de lo Programado**

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 período programado con su ponderación respectiva (50% ó 25% según sea el caso) y el segundo por el período en exceso a lo programado como interrupción imprevista (100% de ponderación).

**b) 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.

**c) 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.

**d) Clientes con antigüedad menor a un semestre o dados de baja durante el semestre**

La estimación de la energía a emplear por la 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 período semestral.

Para el caso de suministros dados de baja se computarán 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.

**e) Cuando un cliente libre o distribuidora 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 período de control, el procedimiento del párrafo anterior podrá ser obviado.

**) Cadena de pagos por mala calidad de Suministro en un punto de entrega**

- En aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE, el COES dentro de los siguientes 15 días calendario de finalizada cada interrupción, y en base al respectivo análisis de falla, informa al OSINERGMIN y a las empresas involucradas, de manera sustentada y documentada la identificación del o los integrantes del sistema responsables de la indicada interrupción.

Cuando la 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.

Cuando sea aplicable el análisis de fallas, debe precisar y sustentar fehacientemente si la interrupción está relacionada a una Congestión en Transmisión o por Falla en el Abastecimiento de Gas Natural.

Vía su página WEB, el COES debe comunicar si los responsables han presentado apelación a la determinación de la responsabilidad.

- En aplicación del numeral 3.1 d) de la NTCSE, finalizado el semestre de control correspondiente, el o los generadores responsables del suministro en determinado punto de entrega, 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.

Para el cálculo de las compensaciones se debe utilizar la fórmula estipulada en el numeral 6.1.8 de la NTCSE (Formula N° 14). Sin embargo, considerando lo establecido en el numeral mencionado, en caso el distribuidor atienda a clientes en el mismo nivel de tensión que el respectivo punto de entrega Generador – Distribuidor se debe descontar la energía de estos clientes para el cálculo del factor ENS (Energía No Suministrada).

- El resarcimiento de la compensación descrita en el párrafo anterior, debe ser asumido por el responsable debidamente identificado por el COES, Para la determinación del monto se utiliza las fórmulas 16-A y 16-B de la NTCSE.

Cuando una interrupción sea responsabilidad de varios integrantes del sistema, primero se determinará el monto de resarcimiento que le corresponde a la interrupción, utilizando las fórmulas anteriores y asumiendo que el responsable es un suministrador ficticio. Luego, se prorrataará el monto obtenido de acuerdo a las responsabilidades establecidas por el COES.

- El suministrador que será resarcido deberá entregar al(los) responsable(s) de la interrupción el cálculo detallado del monto a resarcir dentro del siguiente plazo:
  - o Dentro de los veinte días calendario de finalizado el semestre de control y siempre que el COES haya determinado al responsable durante el semestre de control.
  - o Caso contrario, a los veinte días calendario de determinada y comunicada la responsabilidad por parte del COES.

- El(los) responsable(s) debe(n) hacer efectivo el resarcimiento en un plazo máximo de 30 días calendario contados a partir de la fecha que el Suministrador que será resarcido comunica, en forma impresa, el monto respectivo y se entregue la factura (o equivalente contable) cuando corresponda.

El suministrador que será resarcido debe adjuntar en su comunicación la información detallada del cálculo del monto a resarcir.

El tipo de cambio a utilizar para el pago de resarcimientos debe ser el mismo que se utilizó en el pago de las compensaciones.

**g) Cadena de pagos por interrupciones asociadas a la disposición décima tercera de la NTCSE.**

- En aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE, el COES dentro de los siguientes 15 días calendario de finalizada cada interrupción, y en base al respectivo análisis de falla, informa al OSINERGMIN y a las empresas involucradas, de manera sustentada y documentada sobre la identificación del responsable de la indicada interrupción.

Cuando sea aplicable, el análisis de fallas debe precisar y sustentar fehacientemente si la interrupción está relacionada a una Congestión en Transmisión o por Falla en el Abastecimiento de Gas Natural.

- En aplicación del numeral 3.1 d) de la NTCSE, finalizado el semestre correspondiente, el(los) generador(es) responsable(s) del suministro proceden a calcular la compensación por estas interrupciones 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.

El monto a compensar se establece de acuerdo con la fórmula N° 16-C de la NTCSE.

A los cinco (5) días calendario de finalizado el mes, la Distribuidora afectada por el rechazo de carga entregará a su(s) suministrador(es) la información, de ser el caso proporcionada por el sistema SCADA, de la duración individual de la interrupción ( $d_k$ ) por rechazo de carga en la línea o alimentador y la potencia suministrada ( $P_k$ ) por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga. A los diez (10) días calendario de finalizado el semestre, el(los) suministrador(es) entregarán al distribuidor en forma impresa, con copia al OSINERGMIN, el monto de la compensación por rechazo de carga ( $C_{RC}$ ).

- La compensación por cada interrupción, debe ser asumida por el responsable debidamente identificado por el COES mediante un resarcimiento. Este resarcimiento ( $C_i$ ) se calcula según el siguiente algoritmo:

$$C_i = C_{RC} \cdot [(1/N_{RCF}) + (d_k / D_{RCF})] / 2$$

Siendo:

- $C_{RC}$  : Compensación Total por rechazos de carga
- $C_i$  : Resarcimiento por cada interrupción  $i$
- $N_{RCF}$  : Número total de interrupciones
- $d_k$  : Duración de la interrupción  $i$  (con dos cifras decimales de aproximación)

$D_{RCF}$  : Duración Total de interrupciones por rechazo de carga

Cuando una interrupción sea responsabilidad de varios integrantes del sistema, se prorrateará el monto obtenido de acuerdo a las responsabilidades establecidas por el COES.

- El suministrador que será resarcido deberá entregar al(los) responsable(s) de la interrupción el cálculo detallado del monto a resarcir dentro de los siguientes plazos:
  - o Dentro de los veinte días calendario de finalizado el semestre de control y siempre que el COES haya determinado al responsable durante el semestre de control.
  - o Caso contrario, a los veinte días calendario de determinada y comunicada la responsabilidad por parte del COES.
- El(los) responsable(s) debe(n) efectuar el pago del resarcimiento en un plazo máximo de 30 días calendario contados a partir de la fecha en la que el Suministrador que será resarcido comunica en forma impresa el monto respectivo.

El tipo de cambio a utilizar para el pago de resarcimientos debe ser el mismo que se utilizó en el pago de las compensaciones.

#### h) Distribución de la compensación por interrupciones asociadas a la disposición décimo tercera de la NTCSE entre los clientes afectados.

- La compensación a cada usuario por interrupciones asociadas a la disposición final décimo tercera durante el semestre controlado, se calcula según la siguiente fórmula.

$$C_{ui} = C_{RC} \cdot E_{ui} / E_{TU}$$

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 de 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 dólares americanos, mediante el siguiente procedimiento:

**Primero:** Se determina la compensación  $C_{ui}$  para cada cliente de la distribuidora, luego se suma el total de compensaciones.

**Segundo:** Se determina el factor de ajuste que resulta de dividir el total de compensaciones calculadas en "Primero" entre las compensaciones calculadas por el generador.

**Tercero:** 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.

**Cuarto:** Se calcula la diferencia entre el total calculado por la generadora y el nuevo total calculado en "Tercero".

**Quinto:** Se divide esta diferencia entre 0,01 para determinar el número de clientes ( $n$ ) a los que se debe agregar o disminuir 0,01 dólares, para que finalmente no quede ningún saldo por distribuir. Este ajuste final de 0,01 dólares se efectúa para los " $n$ " clientes ordenados de mayor a menor compensación individual calculada en "Tercero".

#### i) Modalidad de Resarcimiento de las Transmisoras a las Generadoras ante interrupciones imputables a las primeras.

Las empresas transmisoras son responsables de resarcir las compensaciones que se generan por las interrupciones imputables a ellas. Los plazos para efectuar los resarcimientos están establecidos en los literales g) y h).

#### j) Casos de Fuerza Mayor y Solicitud de Exoneración de Compensaciones

- Al momento de evaluar los indicadores se excluyen las siguientes interrupciones:
  - o Las que fueron calificadas por parte de OSINERGMIN, como causa de fuerza mayor, según el procedimiento OSINERGMIN N° 010-2004-OS/CD o el que lo sustituya.
  - o Aquellas que al finalizar el semestre todavía no agotan la vía administrativa.
  - o Los casos que por reforzamiento o ampliación de instalaciones en sistemas de transmisión programados han sido exoneradas de compensación por aplicación del inciso b) de la tercera disposición final de la NTCSE.
  - o Aquellas que por normativa vigente están exoneradas de compensaciones.
- En el caso que una solicitud de calificación de fuerza mayor agote la vía administrativa declarándose infundada o improcedente después de finalizado el semestre de control, el Suministrador procede a recalcular los indicadores y compensaciones.
- La regularización de las compensaciones, para el caso anterior, se efectúan en la facturación del mes siguiente respecto de la fecha que OSINERGMIN resuelve la solicitud de fuerza mayor.

#### k) Tipo de Cambio a Emplearse para la compensación.

Considerando que la NTCSE establece montos de compensación en dólares de los Estados Unidos de Norte América, el tipo de cambio a utilizarse para hacer efectivas las compensaciones debe ser el determinado por el valor venta promedio calculado por la Superintendencia de Banca y Seguros, tabla de "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 "El Peruano".

#### 5.2.5.- Reporte de resultados

En cumplimiento a lo señalado en el punto 6.2.7 de la NTCSE, las empresas están obligadas a informar lo siguiente:

##### a) Registro de interrupciones

El suministrador, vía el SIRVAN, remite el registro de las interrupciones, según la estructura del Anexo 9, que afecten a suministros comprendidos dentro del alcance de la NTCSE.



- Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado cada mes, la descripción de las interrupciones.
- Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado cada trimestre, la relación de suministros afectados por cada interrupción.
- Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado el semestre, el resumen de las interrupciones por rechazo de carga.

b) Monto de compensaciones y regularizaciones asociadas a la fuerza mayor

Dentro de los siguientes 20 días calendario de finalizado el semestre, el suministrador remite, vía SIRVAN, los montos de compensación a pagarse a cada suministro afectado por mala calidad del suministro, según la estructura detallada en el ANEXO N° 11.1.

Además, en cumplimiento del numeral 6.2.7 de la NTCSE, se envía un archivo Excel con el cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente entre todos los afectados.

Asimismo, la regulación de compensaciones establecidas en el numeral 5.2.4 j) deben ser reportadas trimestralmente a OSINERGMIN. El plazo es dentro de los 20 días calendario de finalizado cada trimestre.

c) Reporte de informe consolidado

Dentro de los 20 primeros días calendario de finalizado el semestre de control, el suministrador debe entregar al OSINERGMIN, en forma impresa, un informe consolidado de los resultados del control de la calidad del suministro.

El informe debe contener lo siguiente:

- Resumen de las interrupciones acontecidas en el semestre de acuerdo, al siguiente formato:

**Empresas distribuidoras:**

Localidad (dentro NTCSE)	Suministros MAT,AT,MT			Suministros BT		
	Interrup. Promedio x Usuario	Duración Promedio x Usuario	Cantidad Suministros Mala Calidad	Interrup. Promedio x Usuario	Duración Promedio x Usuario	Cantidad Suministros Mala Calidad

$$\text{Interrupción promedio por Usuario} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Int}_{NTCSEi}}{N_{NTCSE}}$$

$$\text{Duración promedio por Usuario} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Durac}_i \times \text{Int}_{NTCSEi}}{N_{NTCSE}}$$

**Empresas generadoras:**

Código Suministro	Suministros	
	Número de interrupciones (No ponderado)	Duración de interrupciones (H) (No ponderado)

- Cuando corresponda, la relación de las interrupciones donde el COES le imputó responsabilidad, bajo el siguiente formato:

Relación de Interrupciones donde el COES imputo responsabilidad			
Día y Hora Interrupcion	Duracion	Breve descripción del evento	Código del Informe COES

Nota 1: La tabla se aplica tanto para las empresas distribuidoras, generadoras como transmisoras.

- La relación de las interrupciones que no fueron considerados en el cálculo de indicadores por estar asociadas a solicitudes de fuerza mayor, exoneraciones por expansión o reforzamiento de redes de transmisión u otra exoneración contemplada en la normativa vigente:

Código Interrupcion	Motivo	N° Expediente o Documento OSINERGMIN (1)

Nota (1): Aplicable solo a los casos de fuerza mayor o exoneración por expansión o reforzamiento de redes.

Donde :

Código Interrupción : Código con el cual fue registrado en el Anexo N° 9.

Motivo : Razón de la exoneración.

N° Expediente o Documento : N° de Expediente de OSINERGMIN asociado a la solicitud de fuerza mayor o exoneración por expansión o reforzamiento. Cuando no exista número de expediente, se debe indicar el código de registro de OSINERGMIN del documento con el cual se inició la solicitud.

- Un resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus clientes bajo el siguiente formato:

**Empresas distribuidoras:**

Localidad (dentro NTCSE)	Compensaciones por NTCSE US \$			Compensaciones por LCE US \$		
	BT	MT	AT/MAT	BT	MT	AT/MAT

**Empresas generadoras:**

Suministros	Compensaciones por NTCSE US \$			Compensaciones por LCE US \$		
	MT	AT	MAT	MT	AT	MAT

- Cuando corresponda, los montos que resarcieron por las interrupciones donde el COES le imputó responsabilidad, bajo el siguiente formato:

Relación de Interrupciones donde el COES imputo responsabilidad			
Empresa que fue resarcida	Fecha y Hora de Interrupcion	Monto Resarcido	Código del Informe COES

Nota 1: La tabla se aplica tanto para las empresas distribuidoras, generadoras como transmisoras.

Adicionalmente al informe impreso, las empresas concesionarias remiten, Vía SIRVAN y en archivo Excel, las tablas requeridas en el presente numeral. El nombre del archivo es eeeEaaSx\_CI.xls. Donde:

- eee : Código de la empresa
- aa : Código del año
- x : Identificación de semestre (1 ó 2)

**5.3.- CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.**

**5.3.1.- Trato al cliente.**

La concesionaria de distribución remite información, a fin de que OSINERGMIN evalúe el cumplimiento de los tiempos de atención.

**a) Información sobre Reclamos y Pedidos de los usuarios**

De acuerdo con el numeral 7.1.5 de la NTCSE, dentro de los 20 días calendario posteriores a la finalización de cada mes evaluado, el Distribuidor presenta al OSINERGMIN, vía el SIRVAN, un reporte en hoja Excel, sobre Estadística de Reclamos y Pedidos (pedidos, solicitudes y otros que no son Reclamos) por cada oficina de atención comercial a la que atienden, según se detalla en el ANEXO N° 12.

La empresa debe permitir, vía su página WEB, acceder a la base de datos de reclamos y pedidos (actualización en línea) de acuerdo con el formato del ANEXO N° 17. Se debe tener acceso a la base de datos de por lo menos los últimos 6 meses.

**b) Información sobre atención de solicitudes de nuevos suministros o ampliación de potencia contratada, reconexiones y opciones tarifarias.**

Dentro de los 20 días calendario posteriores a la finalización de cada semestre evaluado, el Distribuidor presenta al OSINERGMIN, vía el SIRVAN, 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 oficinas de atención, libros de observaciones, reparto de facturas y precisión de medida, de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 12-A.

La empresa debe permitir, vía su página WEB, acceder a la base de datos de solicitudes indicadas (actualización en línea) de acuerdo con el formato del ANEXO N° 17. Se debe tener acceso a la base de datos de por lo menos los últimos 6 meses.

**c) Reporte de casos donde se exceden tolerancias.**

Dentro de los 20 días calendario posteriores a la finalización de cada semestre evaluado, el Distribuidor reporta, vía el SIRVAN, 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 de los siguientes aspectos:

• **Nuevas conexiones o ampliación de la potencia contratada**

Una tabla informática, de acuerdo con la estructura de datos 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 en el numeral 7.1.3 a) de la NTCSE.

• **Reconexiones**

Se aplicará lo dispuesto por el procedimiento para la supervisión del cumplimiento de las normas sobre corte y reconexión del servicio público de electricidad, Procedimiento aprobado mediante la resolución N° 161-2005-OS/CD, o el que lo sustituya.

• **Opciones tarifarias**

Una tabla informática, según estructura de datos 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".

• **Reclamos por Errores de medición/facturación y Otros relacionados**

Un reporte en forma de tabla informática, según estructura de datos 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 establecidos en la normativa específica vigente.

El Suministrador mantiene un registro informático de todos los suministros corregidos por similitud con el error de medición/facturación detectado y corregido por disposición del OSINERGMIN, dentro de su función fiscalizadora, para ser mostrado al OSINERGMIN cuando este organismo lo requiera.

**d) Presupuesto para conexión.**

El Suministrador elabora y proporciona al Solicitante, el respectivo presupuesto de la conexión, el mismo que debe corresponder a lo establecido en el Resolución OSINERGMIN N° 423-2007-OS/CD o la que la modifique o reemplace (resolución que fija los valores máximos de presupuesto de la conexión), incluyendo el plazo máximo de atención.

El presupuesto debe ser debidamente notificado al solicitante para su aceptación, en los plazos máximos contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud, que se indican a continuación:

Caso	Plazo Entrega Presupuesto	Plazo de su ejecución **
Sin modificación de redes		
• 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		
• 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		
• Cualquier potencia	25 días calendario	360 días calendario

\* Si dentro de los 5 días calendario, existen menos de tres días hábiles el plazo para la entrega se extiende hasta cumplir tres días hábiles para la entrega del presupuesto.

\*\* Contados de la fecha de pago o del otorgamiento de facilidades por la concesionaria.

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, entre otras: especificaciones técnicas de la cajuela donde se instalará la caja portamedidor, condiciones de seguridad de las instalaciones eléctricas internas y, de ser el caso, información sobre las modalidades de aporte y devolución de las contribuciones reembolsables.

En todos los casos la concesionaria deberá formar un expediente, el cual deberá conservar debidamente foliado en numeración cronológica, correlativa y sin interpolación de folios, el mismo que estará disponible para su verificación por la autoridad.

En la hoja de requisitos y condiciones, de manera visible deberá señalarse que los trabajos que no corresponden a los armados físicos, que son responsabilidad de la concesionaria, pueden ser realizados a elección del solicitante, tanto por la empresa concesionaria o por terceros.

**5.3.2.- Medios a disposición del cliente**

Con la finalidad de dar una atención satisfactoria, el suministrador debe contar con oficinas de atención comercial con adecuada infraestructura para la atención al público, que brinden las condiciones mínimas necesarias para otorgar seguridad y comodidad,

incluyendo servicios higiénicos y mobiliarios de espera. Para los eventuales casos de traslados de las oficinas de atención comercial reportados en el ANEXO N° 1 de la Base Metodológica, la concesionaria deberá presentar al OSINERGMIN, en forma documentada, el debido sustento del traslado.

La concesionaria de distribución debe cumplir con lo especificado en el acápite 7.2 de la NTCSE. Teniendo en cuenta lo siguiente.

**a) Libro de Observaciones**

Considerando lo establecido en el numeral 7.2.3 b) de la NTCSE, la distribuidora remite al OSINERGMIN los respectivos "Libros de Observaciones" debidamente foliados, con las indicaciones para su uso e indicando en cada uno de ellos el Nombre y Código de la "oficina de atención comercial" donde estarán disponibles para que los clientes anoten sus observaciones, reclamaciones, pedidos o sugerencias con respecto al servicio recibido; las cuales deberán ser atendidas por la concesionaria según corresponda (siempre que pueda identificarse al cliente que efectuó la anotación), debiendo indicar en el libro, la atención otorgada, el N° del documento de atención y la fecha de atención; asimismo deberá consignar las reclamaciones en el registro de reclamos.

El nombre y código indicados, deben ser concordantes a los consignados en la Tabla de Sucursales o Centros de Atención, especificada en el ANEXO N° 1 de esta Base Metodológica.

Los reclamos, solicitudes y otros que se registren en este libro, deben ser atendidos siguiendo la normativa vigente para cada caso.

Estos libros luego de ser rubricados por el profesional que designe para el efecto la autoridad, serán devueltos al Suministrador para su utilización. En el ANEXO N° 12-A, se precisa la relación de los libros de observaciones disponibles a los usuarios así como la cantidad de anotaciones durante el semestre.

**b) Facturas**

En el ANEXO N° 12-A, la empresa distribuidora, en forma mensualizada y por cada Centro de Facturación, debe consignar el plazo de su sistema de reparto de facturas, el mismo que en promedio no deberá exceder de los 5 días calendario contados desde la emisión de dichos documentos.

Dentro de los 20 días calendario de finalizado cada semestre, la empresa distribuidora entrega 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 7.2.3 a) iv de la NTCSE.

En armonía con lo establecido en el numeral 7.2.3 a) i de la NTCSE, como información relevante, en los modelos de las facturas deberá incluirse la tensión nominal de alimentación y el tipo de medidor de la conexión (electrónico o electromecánico).

**c) 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 5.3.1 "Trato al Cliente" de esta base metodológica, permita vía Internet efectuar la consulta y el seguimiento de un reclamo, pedido, solicitud u otro en particular (escrito, verbal u otro medio de comunicación), hasta su solución y/o respuesta final al Cliente

Se debe asignar un código que identifique al reclamo, pedido, solicitud u otro, el mismo que debe ser comunicado al usuario.

El cliente podrá, vía el portal de la empresa concesionaria, informarse sobre el estado de atención de su reclamo, pedido, solicitud u otro documento presentado.

**d) Plazo para atender pedidos, solicitudes u otros**  
Los plazos de atención de los pedidos, solicitudes u otros serán establecidos por OSINERGMIN mediante resolución aprobada por el Consejo Directivo.

**e) Centros de atención telefónica / fax para atender reclamaciones falta de suministro**  
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 y las acciones efectuadas para la atención del reclamo. Las grabaciones de la atención telefónica deben conservarse por el plazo de 6 meses como mínimo.

La empresa debe permitir, vía su página WEB, acceder a la base de datos de las reclamaciones de acuerdo con el formato del ANEXO N° 17.

**f) Atención por reclamos de falta de suministro**  
Cuando la falta de suministro afecte sólo al usuario reclamante, la empresa distribuidora debe informar de forma satisfactoria al usuario sobre las acciones que llevará a cabo para atenderlo.

- La información mínima debe ser tal que el reclamante tome conocimiento de las acciones específicas que realizará la empresa para atenderlo, incluyendo los tiempos estimados para realizar estas acciones, los mismos que deben ser concordantes con la accesibilidad de la zona.

- Cuando no sea posible reponer el servicio durante las primeras 4 horas, se debe comunicar al usuario, de forma escrita, las razones técnicas que imposibilitan la restitución inmediata del servicio y la fecha y hora probable de reposición.

Cuando la falta de suministro reclamada por el usuario afecte a una zona (más de un usuario) y la empresa no haya podido reponer el suministro eléctrico transcurrido 4 horas; se debe comunicar al o los usuarios que llamen la razón de la demora en la reposición del servicio, la fecha y hora probable de reposición.

**5.3.3.- Precisión de medida de la energía.**

La empresa distribuidora debe efectuar una campaña de contraste de medidores a fin de determinar la precisión de la medida de la energía de su parque de medidores. Para evaluar este indicador se debe seguir con lo siguiente.

**5.3.3.1.- Determinación del Número de Contrastes a efectuar por Semestre**

OSINERGMIN comunicará a las empresas distribuidoras 30 días hábiles antes del inicio de cada semestre, la cantidad de contrastes que se debe efectuar para la evaluación de la precisión de la medida.

**5.3.3.2.- Selección aleatoria de suministros donde se evaluará la precisión**

En aplicación del numeral 7.5.1 de la NTCSE, OSINERGMIN seleccionará el suministro elegido para la evaluación de la precisión de la medida de la energía, para ello se seguirá el siguiente procedimiento:

- a) Se inicia el proceso el primer día hábil del mes previo al inicio de cada semestre. En el portal SISA se establece la cantidad mensual de contrastes a efectuarse durante el semestre.

La empresa concesionaria podrá proponer las modificaciones que considere necesarias, siempre y cuando se cumpla con la cantidad total de mediciones establecida para el semestre. Queda a potestad de OSINERGMIN la aceptación de la propuesta de la concesionaria de distribución.

- b) A partir del día décimo sexto de iniciado el proceso, la empresa concesionaria de distribución debe efectuar el sorteo para la selección aleatoria de los clientes donde se ejecutarán las campañas de precisión de la medida. Culminada la selección, sólo mostrará un pseudo código que identifique al suministro elegido.

Adicionalmente, el SISA seleccionará un lote de medidores alternativos para reemplazar a los medidores cuyos contrastes no fueran posibles de realizar, teniendo en consideración los mismos criterios de selección del lote principal. El lote de medidores alternativos será como máximo el 10% del lote principal a contrastar.

- c) Con dos semanas de anticipación al inicio de cada mes se mostrará en el portal SISA, la SED MT/BT a la que pertenecen los suministros elegidos para el mes.

#### 5.3.3.3.- Cronograma de mediciones

Identificada la SED MT/BT a la que pertenece el suministro elegido, en el plazo que establece la NTCSE, la empresa distribuidora deberá especificar, vía el SISA, la fecha en que se realizará cada contraste programado para el mes.

#### 5.3.3.4.- Ejecución de los contrastes.

- a) **Identificación del Suministro elegido en la Selección Aleatoria**  
Cada martes en el portal SISA, se identificarán a los suministros elegidos para la campaña de contrastes, que fueron programados para la semana siguiente.

Cuando la empresa requiera de un suministro alternativo, vía el portal SISA, se elegirá e identificará a este suministro.

- b) **Aviso previo al usuario**  
El contraste programado debe ser notificado al usuario con una anticipación no menor de 48 horas respecto a la fecha prevista para su ejecución.

- c) **Tolerancia para la ejecución de contrastes**  
Se admite una demora no mayor a un (01) día hábil para efectuar el contraste, con respecto a la fecha programada.

- d) **Empresa que ejecutará el contraste**  
La empresa distribuidora llevará a cabo estos contrastes en su concesión, a través de una o más empresas contrastadoras, debidamente autorizadas por el INDECOPI. Cuando no exista empresa contrastadora autorizada por INDECOPI para llevar a cabo el contraste de un determinado tipo de medidor, la empresa distribuidora presentará el caso al OSINERGMIN a fin de que éste determine el procedimiento a seguir.

- e) **Contraste del Medidor**  
La contrastación del medidor se realizará de acuerdo con lo establecido en la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica" aprobada con Resolución Ministerial N° 496-2005-MEM/DM o la que lo sustituya. El medidor patrón y el equipo portátil de carga fantasma deberán estar debidamente certificados por el INDECOPI.

En ese sentido, para el caso específico de la prueba a baja carga, la empresa contrastadora efectuará las pruebas al 5% In o 10% In según corresponda al consumo del usuario. El consumo del usuario será entregado por la empresa distribuidora al contrastador antes de efectuar el contraste. En el caso de que el usuario tenga una antigüedad menor a los seis (6) meses, se considerará el promedio de los meses de consumo existentes.

Para el caso de medidores electrónicos de alta precisión (clase 0.5 o clase más precisa), siempre que el usuario esté de acuerdo, se podrá realizar el contraste empleando la carga del usuario a fin de que no se requiera de una interrupción en el suministro. En este caso la empresa concesionaria propondrá el procedimiento a seguir a OSINERGMIN.

En los casos en que existan suministros que cuenten con más de un equipo de medición (casos especiales de opción tarifaria polinómica), se contrastará por separado cada equipo de medición.

Adicionalmente a la contrastación del equipo de medición se revisarán los elementos complementarios del mismo, tales como: reductores o transductores, dispositivos horarios, etc. Salvo que el usuario se niegue, de forma expresa, a esta revisión.

- f) **Protocolo de contraste**

Por cada prueba realizada se elabora un protocolo de contraste, según el formato que se detalla en el Gráfico N° 2 o el formato equivalente aprobado por el INDECOPI para el caso de empresas contrastadoras. Este protocolo debe ser firmado por el Cliente en señal de conocimiento de la realización de la prueba, por lo que en caso de negativa se debe dejar constancia en el mismo protocolo.

Finalizado el contraste se debe etiquetar al medidor contrastado, donde se identifique la campaña de contraste. La etiqueta debe ser de similar característica a que se utilice para el procedimiento 005-2004/OS-CD, indicando que se trata de un contraste por la NTCSE.

- g) **Selección de suministros alternativo**

En caso no se pueda efectuar el contraste en determinados medidores seleccionados debido a evidencia de adulteración del medidor, a que el suministro está en situación de corte, fue dado de baja o por la negativa del usuario, se procede con el uso de suministros alternativos.

#### 5.3.3.5.- Evaluación y reporte de resultados.

La evaluación del Porcentaje de Suministros con Deficiencias en el Sistema de Medición se calculará de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.2 de la NTCSE.

- a) **Avance de resultados mensuales**

En aplicación del numeral 7.4.6 de la NTCSE, los resultados de las inspecciones realizadas cada mes serán remitidos al OSINERGMIN, vía el SIRVAN, dentro de los primeros 20 días calendario del mes siguiente al mes controlado, de acuerdo a la tabla informática que se detalla en el ANEXO N° 18.

En forma adicional, cuando OSINERGMIN lo disponga, deben entregar, vía el SIRVAN o en medio impreso, copia del protocolo de contraste de una muestra de suministros.

- b) **Reporte consolidado semestral**

El Informe Consolidado de calidad comercial debe incluir el resumen de los resultados de la evaluación de la precisión de la medida y, de ser necesario, el sustento de algún incumplimiento a lo establecido a la NTCSE y su Base Metodológica.

#### 5.4.- CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO (AP).

##### 5.4.1.- Determinación del tamaño de muestra de AP

La longitud vías ha evaluar se determina de acuerdo con lo especificado en el numeral 8.1.5 de la NTCSE. Debe ser estratificada por sistema eléctrico y tipo de vía, de acuerdo con lo establecido por el numeral 6.4.1 de la Norma Técnica de Alumbrado Público de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución (RM. N° 013-2003-EM/DM).

##### 5.4.2.- Cronograma de mediciones.

De acuerdo con el numeral 8.2.3 de la NTCSE, cada Distribuidor debe entregar a OSINERGMIN, vía el SIRVAN, el respectivo cronograma de mediciones una semana antes del inicio de cada mes. La elección de la vía a evaluar en el mes debe ser aleatoria y el formato del cronograma es el que se establece en el anexo AP1.

##### 5.4.3.- Ejecución de las mediciones.

###### a) Protocolo de medición

La prueba técnica de medición se realizará en concordancia con la Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución (RM. N° 013-2003-EM/DM), o la que la sustituya, y se elaborará un protocolo de medición donde conste por lo menos, la altura del poste, tipo de postural, 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.

###### b) Selección de vías alternativas

Es posible la elección de un vano alternativo, si un determinado vano de la vía elegida presenta una de las siguientes características:

- Presente obstáculos que obstruyan la distribución luminosa de las luminarias (árboles, automóviles estacionados, etc.).
- El recubrimiento de la calzada presenta ondulaciones (presencia de baches pronunciados) que impidan la visualización de los puntos de medición o la horizontalidad del medidor de iluminación.
- Esté ubicado en las zonas calificadas como altamente peligrosas desde el punto de vista delincriminal.
- La calzada se encuentre mojada.

##### 5.4.4.- Evaluación de indicadores y compensaciones.

El cálculo de indicadores y compensaciones se debe efectuar de acuerdo a lo establecido en la NTCSE, se debe tener en cuenta lo siguiente.

- a) La calidad del Alumbrado Público se evalúa para cada vano de alumbrado público seleccionado. Si alguno de los parámetros medidos en la calzada o en las aceras del vano está fuera de los estándares, se considera que dicho vano tiene alumbrado público deficiente.
- b) El indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente (%) se calcula para cada Sistema Eléctrico definido por la GART.
- c) 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 el numeral 8.1.4 de la NTCSE, se determina mediante el siguiente algoritmo:

$$EAP = \sum PAP / \sum PMAP$$

donde:

- EAP : Equivalente en energía expresado en kWh
- $\sum PAP$  : Sumatoria de los pagos mensuales por concepto de alumbrado público, que efectúa el cliente, durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.
- $\sum PMAP$  : Sumatoria de los precios medios mensuales del alumbrado público, aplicados durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.

##### 5.4.5.- Reporte de resultados.

a) De acuerdo con el numeral 8.2.8 de la NTCSE, la distribuidora remitirá a OSINERGMIN, vía SIRVAN:

- El reporte de los resultados de las mediciones del mes, de acuerdo con el formato del ANEXO N° AP2, dentro de los siguientes 20 días calendario del mes controlado.
- El resultado de la evaluación por cada sistema eléctrico, de acuerdo con el formato del ANEXO N° AP3, dentro de los siguientes 20 días calendario del semestre controlado.
- El cálculo de compensaciones por suministro, de acuerdo con el formato del ANEXO N° AP4, dentro de los siguientes 20 días calendario del semestre controlado.
- Cuando corresponda, en archivo Excel, el cálculo detallado de compensaciones para un cliente elegido aleatoriamente.

b) Dentro de los 20 primeros días calendario de finalizado el semestre de control, la distribuidora debe entregar al OSINERGMIN, en forma impresa, un informe consolidado de los resultados del control de la calidad del AP y copia de los protocolos de medición (los cuales pueden ser impresos o en medio magnético).

#### 6.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

##### 6.1.- Requisitos mínimos que debe cumplir el equipamiento para el control de calidad del producto.

- a) Los equipos registradores deben permitir el almacenamiento de la información en memoria no volátil por un lapso no menor a dos períodos de medición, sin descargas intermedias. 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.
- b) Los registradores deberán disponer de interfase de comunicación para la 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.
- c) 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) El equipo debe contar con la certificación de los siguientes ensayos tipo realizados por laboratorios trazables según normas IEC:
  - Ensayos de aislamiento.

- Ensayos de Compatibilidad electromagnética
- Ensayos climáticos.
- Ensayos mecánicos.
- Ensayo de Clase de Precisión.

Para el caso del ensayo de clase de precisión, OSINERGMIN podrá requerir un ensayo adicional de otro laboratorio en caso lo considere necesario.

- 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.

En caso no exista un laboratorio trazable según normas IEC en el país, excepcionalmente se podrá aceptar pruebas de operación de laboratorios nacionales previa coordinación.

- i) El equipo debe tener la facultad de operar con un reloj-calendario interno de precisión no menor a 10 PPM.

**j) Para el control de la tensión**

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

La exactitud del sistema de medición de la tensión deberá ser igual o mejor que la definida como Clase 0.5 según normas IEC o equivalente. Además, debe registrar las interrupciones que se originen durante la medición con una resolución mínima de un segundo.

**k) Para el control de la frecuencia**

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

- l) Para el control del flicker y tensiones armónicas.** Deberán seguir las recomendaciones dadas por la norma IEC-1000-4-15 o la que la actualice para el caso del flicker y la norma IEC 1000-4-7 o la que la actualice para el caso de tensiones armónicas.

El equipo debe medir el Flicker en cada fase y las tensiones armónicas individuales por fase hasta del orden 40° inclusive.

**6.2.- Procedimiento de aprobación de especificaciones técnicas para equipos de calidad del producto**

- a) El proveedor presentará al OSINERGMIN una solicitud de aprobación de especificaciones técnicas declarando en la misma el cumplimiento de cada uno de los requisitos mínimos establecidos, acompañando copia del respectivo manual, de los certificados de ensayos tipo y el software de trabajo inherente al equipo.
- b) El OSINERGMIN efectuará pruebas de operación del equipo, para ello el proveedor pondrá a disposición un equipo para someterlo a una prueba de funcionamiento de por lo menos dos períodos de medición. Las pruebas de operación tienen por objetivo verificar el correcto del funcionamiento ante interrupciones y períodos de operación medios (2 semanas) así como la idoneidad de los valores registrados. El proveedor deberá subsanar las observaciones planteadas.

- c) La aprobación de OSINERGMIN se da por modelo y marca del equipo. En caso se cambie el código del modelo o de la marca obligatoriamente se debe solicitar la respectiva actualización de la aprobación. Del mismo modo cualquier modelo de equipo que resulte de una actualización o mejora de otro modelo previamente aprobado, necesariamente debe someterse a un nuevo proceso de aprobación.

- d) Para la aprobación del equipo, el proveedor debe ceder 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.

**6.3.- Adquisición de equipos registradores de Calidad del Producto**

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 OSINERGMIN, debiendo exigir copia de la misma.

En el SIRVAN se publica la relación de equipos aprobados. Sin embargo, este hecho no lo exime de la obligación de requerir la resolución de aprobación del equipo durante el proceso de compra.

**7.- PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y MULTAS**

Los criterios para la supervisión, incluyendo requerimiento de información, se definen en el procedimiento de Supervisión de la NTCSE y su Base Metodológica que apruebe OSINERGMIN.

Adicionalmente para la calidad comercial, la supervisión y fiscalización será realizada siguiendo los criterios establecidos en los procedimientos de supervisión y fiscalización aprobados por el OSINERGMIN para la actividad comercial.

El incumplimiento a lo dispuesto en la NTCSE y la presente Base Metodológica se considera como infracción correspondiendo aplicar sanción, de acuerdo a lo dispuesto en la escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.

**8.- DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

- 8.1 Se aplicará la presente Base Metodológica en forma escalonada:

Base de datos, Calidad Producto y Suministro: A partir de la primer semestre del 2009.

Calidad Comercial: A partir de la primer semestre del 2009 con excepción del acceso en línea a los sistemas informáticos e infraestructura mínima los cuales regirán a partir del segundo semestre del 2009.

Calidad AP: A partir del restablecimiento de la aplicación del numeral 8.1 de la NTCSE.

- 8.2 En tanto no se implemente el Procedimiento de Supervisión de la NTCSE y su Base Metodológica, se continuará con la supervisión regular existente.

- 8.3 Mientras esté en vigencia la segunda disposición transitoria del Decreto Supremo N° 002-2008-EM, se aplicará el factor  $K=0.3$  por "hurto de conductores" sólo a aquellas interrupciones cuya solicitud de calificación de fuerza mayor haya sido declarada como "Infundada" en aplicación del procedimiento aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 010-2004-OS/CD o el que lo sustituya.

- 8.4 De acuerdo con lo dispuesto en el artículo primero del DS 037-2008-EM, hasta el 31 de diciembre del 2009, se dispone:

- a. Para la evaluación de calidad de tensión, no se considerarán los intervalos de tensión que coincidan con los periodos que el COES comunique que se afectó los niveles de tensión por el Déficit de Generación asociado al mencionado Decreto Supremo.

Si producto de este hecho no se alcanza a registrar el número mínimo de intervalos válidos exigidos, la evaluación sólo se realizará con los intervalos válidos existentes.

El COES, vía su portal WEB, comunicará en forma diaria el periodo de tiempo que no debe considerarse debido a la existencia de variaciones de tensión asociados al Déficit de Generación.

- b. Suspender la evaluación de la calidad de frecuencia y Alumbrado Público. Sin embargo, el COES debe seguir reportando a OSINERGMIN los resultados del registro de la frecuencia tal como lo establece los numeral 5.1.6 c) y d) de la presente Base.
- c. Las interrupciones asociadas a la Décimo Tercera Disposición Final de la NTCSE (rechazo de carga) que el COES determine que la causa sea la generación, no se contarán para el cálculo de indicadores y compensaciones. Sin embargo, la obligación del registro y el reporte de estas interrupciones sigue vigente.

Considerando la exposición de motivos del DS 037-2008-EM, se considera que la causa es de generación cuando el rechazo de carga se produce a consecuencia de las condiciones excepcionales de operación del sistema asociado a un estado de Déficit de Generación.

No se les aplica la suspensión de compensación a los rechazos de carga causados por fallas en sistemas de transmisión o distribución.

- 8.5 El COES dentro de los siguientes treinta (30) días calendario de publicada la presente Base debe presentar al OSINERGMIN y al Ministerio de Energía y Minas los criterios a utilizar para variar las condiciones de tensión y frecuencia durante el periodo de aplicación del DS 037-2008-EM. Específicamente se deben presentar:

- a. Los lineamientos para la operación del SINAC cuando se requiera variar los niveles de tensión y frecuencia.
- b. La condiciones máximas de variaciones de niveles de tensión y/o frecuencia para determinado estado de operación.
- c. Las implicancias de las variaciones de tensión y frecuencia en las principales cargas del sistema.

- 8.6 De acuerdo con lo dispuesto en el artículo segundo del DS 037-2008-EM, para la evaluación de la calidad del suministro en las localidades de Cañete, Chíncha, Pisco e Ica, se considera como un solo periodo de control desde el 01 de julio del 2008 al 31 de diciembre del 2009.

En ese sentido para el cálculo de los indicadores N y D se deben considerar todas las interrupciones acontecidas en el periodo mencionado, las tolerancias N y D corresponderán a tres semestres; por último, para el cálculo de la Energía No Suministrada (ENS) se debe considerar toda la energía facturada y horas transcurridas en el periodo mencionado.

**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	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	4		Código de oficina de atención comercial
4	Alfanumérico	35		Apellidos y nombres del cliente o razón social
5	Alfanumérico	30		Dirección del suministro
6	Alfanumérico	6		Código de ubicación geográfica del departamento, provincia y distrito según "INEI"
7	Alfanumérico	9		Teléfono (si tuviera)
8	Alfanumérico	10		Número del suministro
9	Alfanumérico	5		Opción tarifaria
10	Alfanumérico	20		Marca y modelo del medidor. los cuales se sub-dividen de la siguiente manera: - los tres primeros caracteres marca medidor (ver tabla de marcas) - los siguientes caracteres modelo del medidor.
11	Alfanumérico	10		Número de serie del medidor
12	Alfanumérico	4		Año de fabricación del medidor
13	numérico	10	2	Potencia contratada (kw)
14	numérico	3	2	Tensión nominal (kv)
15	Alfanumérico	7		Código de la subestación MT/BT o AT/BT
16	Alfanumérico	7		Código alimentador BT
17	Alfanumérico	2		Tipo servicio: u=urbano; r=rural; ur=urbano-rural
18	Alfanumérico	3		Fases de alimentación: rn, sn, ln, rs, st, rt, rst, 3n (en caso no pueda identificarse la fase: mon a suministros monofásicos y tri a trifásicos)
19	Alfanumérico	10		Número del suministro inmediato anterior
20	Alfanumérico	1		Letra o número, del punto de suministro común
21	Alfanumérico	16		Código de punto de conexión (debe coincidir con la información reportada en el VNR)
22	Alfanumérico	16		Código VNR de la subestación (cuando el código VNR es diferente al campo 15)
23	Alfanumérico	16		Código VNR del suministro (cuando el código VNR es diferente al campo 6)
24	Alfanumérico	16		Etiqueta de campo de la subestación
25	Alfanumérico	1		Tipo de suministro p = provisional, c = bloque colectivo A = alumbrado público, d = definitivos
26	Alfanumérico	1		Tipo medidor (m = electromecánico e = electrónico)
27	Alfanumérico	6		Corriente nominal del medidor
28	Alfanumérico	6		Corriente máxima del medidor
29	Alfanumérico	4		Clase de precisión del medidor
30	Alfanumérico	6		Fecha alección medidor (ddmmaa)
31	Alfanumérico	6		Fecha última contrastación medidor (ddmmaa)

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	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	35		Apellidos y nombres del cliente o razón social
4	Alfanumérico	30		Dirección del suministro
5	Alfanumérico	6		Código de ubicación geográfica de departamento, provincia y distrito según "INEI"
6	Alfanumérico	9		Teléfono (si tuviera)
7	Alfanumérico	10		Número del suministro
8	Alfanumérico	5		Opción tarifaria
9	Alfanumérico	20		Marca y modelo del medidor. los cuales se sub-dividen de la siguiente manera: - los tres primeros caracteres marca medidor (ver tabla de marcas)

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
				. los siguientes caracteres modelo del medidor
10	Alfanumérico	10		Número de serie del medidor
11	Alfanumérico	4		Año de fabricación del medidor
12	Númerico	10	2	Potencia contratada (kw)
13	Númerico	3	2	Tensión nominal (kv)
14	Alfanumérico	7		Código de la set
15	Alfanumérico	7		Código de sección de línea o alimentador MT
16	Alfanumérico	16		Código de punto de conexión (debe coincidir con la información reportada en el VNR)
17	Alfanumérico	16		Código VNR de la subestación
18	Alfanumérico	16		Código VNR del suministro (cuando el código VNR es diferente al campo 7)
19	Alfanumérico	16		Etiqueta de campo subestacion (cuando corresponda)
20	Alfanumérico	1		Tipo de suministro p = provisional c = bloque colectivo d = definitivos
21	Alfanumérico	1		Tipo de medidor (m = electromecánico e = electrónico)
22	Alfanumérico	6		Corriente nominal del medidor
23	Alfanumérico	6		Corriente máxima del medidor
24	Alfanumérico	4		Clase de precisión del medidor
25	Alfanumérico	6		Fecha aferición medidor (ddmmaa)
26	Alfanumérico	6		Fecha última contrastación medidor (ddmmaa)

(Los campos del 16 al 26 son para empresas distribuidoras)

Nombre del archivo: SUMINMT.XXX XXX | Cód. Empresa Suministradora

**SUMINISTROS AT y SUMINISTROS MAT**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	35		Apellidos y nombres del cliente o razón social
4	Alfanumérico	30		Dirección del suministro
5	Alfanumérico	6		Código de ubicación geográfica del departamento, provincia y distrito según "INEI"
6	Alfanumérico	9		Teléfono (si tuviera)
7	Alfanumérico	10		Número del suministro
8	Alfanumérico	20		Marca y modelo del medidor, los cuales se sub dividen de la siguiente manera: - los tres primeros caracteres marca medidor (ver tabla de marcas) - el cuarto carácter tipo de medido (e): electrónico, (m): electro mecánico - los siguientes caracteres modelo del medidor
9	Alfanumérico	10		Número de serie del medidor
10	Alfanumérico	4		Año de fabricación del medidor
11	Númerico	10	2	Potencia contratada (kw)
12	Númerico	3	2	Tensión de entrega (kv)
13	Alfanumérico	7		Código de la set
14	Alfanumérico	7		Código de línea AT alimentadora
n	Alfanumérico	7		Código de línea AT alimentadora

Nombre del archivo: SUMINAT.XXX Para Suministros AT  
SUMINMAT.XXX Para Suministros MAT  
XXX Cód. Empresa Suministradora

**ALIMENTADORES BT**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	7		Código de la subestacion MT/BT
4	Alfanumérico	7		Código del alimentador BT
5	Númerico	3	2	Tensión 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	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	4		Código sucursal u oficina de atención comercial en cuya área se encuentra la sub estación
4	Alfanumérico	7		Código de la sub estación MT/BT
5	Alfanumérico	35		Nombre de la subestacion MT/BT
6	Alfanumérico	30		Dirección de la sub estación
7	Alfanumérico	6		Código de ubicación geográfica del departamento, provincia y distrito según "INEI"
8	Númerico	3	2	Tensión nominal BT(kv)
9	Númerico	3	2	Tensión nominal MT(kv)
10	Númerico	4	2	Capacidad de transformación (MVA)
11	Númerico	8	3	Coordenada norte (UTM)
12	Númerico	8	3	Coordenada este (UTM)
13	Alfanumérico	7		Código de sección de línea o alimentador MT o línea AT

Nombre del archivo: SED\_MTBT.XXX XXX | Cód. Empresa suministradora

**SECCIONES DE ALIMENTADOR o ALIMENTADORES MT**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	7		Código de la set
4	Alfanumérico	7		Código de la sección de alimentador o alimentador MT
5	Númerico	3	2	Tensión nominal MT (kv)
6	Alfanumérico	1		(a) Cuando es alimentador MT (s) Cuando es sección de alimentador MT
7	Alfanumérico	7		Cuando es sección de alimentador se requiere se identifique a que alimentador MT pertenezca.

Nombre del archivo: ALIME\_MT.XXX XXX | Cód. Empresa suministradora

**SUBESTACIONES SET**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	7		Código de la SET
4	Alfanumérico	35		Nombre de la SET
5	Alfanumérico	30		Dirección de la SET
6	Alfanumérico	6		Código de ubicación geográfica del departamento, provincia y distrito según "INEI"
7	Alfanumérico	9		Teléfono (si tuviera)
8	Númerico	4	2	Capacidad total de transformación (MVA)
9	Númerico	8	3	Coordenada norte (UTM)
10	Númerico	8	3	Coordenada este (UTM)
11	Númerico	3	2	Tensión nominal de barra 1 ( kv )
12	Númerico	3	2	Tensión nominal de barra 2 ( kv )
...				
n	Númerico	3	2	Tensión nominal de barra n ( kv )

Nombre del archivo: SET.XXX XXX | Cód. Empresa suministradora

**LÍNEAS AT**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	7		Código de la línea at
3	Alfanumérico	35		Nombre de la línea at
4	Alfanumérico	7		Código de la set de salida
5	Alfanumérico	7		Código de la set de llegada
6	Númerico	3	2	Tensión nominal de la línea at (kv)

Nombre del archivo: LINEA\_AT.XXX XXX | Cód. Empresa suministradora



**LINEAS MAT**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	7		Código de la línea MAT
3	Alfanumérico	35		Nombre de la línea MAT
4	Alfanumérico	7		Código de la set de salida
5	Alfanumérico	7		Código de la set de llegada
6	Númerico	3	2	Tensión nominal de la línea MAT (kv)

Nombre del archivo: LINE\_MAT.XXX XXX | Cod. Empresa suministradora

**SISTEMAS ELÉCTRICOS**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código del sistema eléctrico
3	Alfanumérico	20		Nombre del sistema eléctrico
4	Alfanumérico	4		Tipo de sistema. AMAY: Aislado Mayor (Pot. Inst. Generación > 5 MW) AMEN: Aislado Menor (Pot. Inst. Generación ≤ 5 MW) SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado
5	Alfanumérico	1		Código Sector Típico de Distribución: 1, 2, 3, 4, 5 o E
6	NUMERICO	5	2	Demanda Máxima en M'W

Nombre del archivo: SISTEMAS.XXX XXX | Cod. Empresa suministradora

**OFICINA DE ATENCIÓN COMERCIAL**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	4		Código oficina de atención comercial
4	Alfanumérico	20		Nombre de la sucursal o centro de atención

Nombre del archivo: SUC\_CEAT.XXX XXX | Cod. Empresa suministradora

**TABLA DE LOCALIDADES**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código del sistema eléctrico
3	Alfanumérico	4		Código de localidad
4	Alfanumérico	20		Nombre de localidad
5	Númerico	7		Max. Deman. en kw (promedio últimos 6 meses)

Nombre del archivo: LOCALI.XXX XXX | Cod. Empresa suministradora

**TABLA DE UBICACIÓN DE PUNTO DE RED CONSIDERADOS PARA EL RECHAZO DE CARGA.**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	10		Código que identifica al punto de la red
3	Alfanumérico	7		Código de la set donde se ubica el punto
4	Alfanumérico	7		Código de línea o alimentador asociado al punto
5	Alfanumérico	30		Dirección del set

Nombre del archivo: RELEVAD.XXX XXX | Cod. Empresa Distribuidora

**TABLA DE VÍAS**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3
2	Alfanumérico	4		Código de localidad
3	Alfanumérico	7		Código de la vía (asignado por la distribuidora)
4	Númerico	1	0	Número de carriles: 1, 2, 3, ..., n
5	Alfanumérico	2		Denominación de la vía: AL = Alameda, AU = Autopista, AV = Avenida, CA = Calle, CR = Carretera, JR = Jirón, MA = Malecón, PS = Pasaje, PQ = Parque, CV = Cvalco, PL = Plaza, VE = Vía Expresa, CI = Otro

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
6	Alfanumérico	35		Nombre de la vía
7	Alfanumérico	20		Localidad donde comienza la vía
8	Alfanumérico	6		Código ubicación geográfica (UBIGEO) según INEI
9	Númerico	2	3	Longitud total de la vía en km (sólo el tramo comprendido dentro de la zona urbana)
10	Númerico	10	0	Cantidad de puntos luminosos
11	Alfanumérico	3		Clase de zona: ST1= Sector Típico 1; ST2= Sector Típico 2; S3A= Sector Típico 3 - Segmento A; S3B= Sector Típico 3 - Segmento B; ST4= Sector Típico 4
12	Alfanumérico	2		Código de tipo de vía (ver tabla de códigos)
13	Alfanumérico	3		Código de tipo de alumbrado

Nombre del archivo: VIASAP.XXX XXX | Cod. Empresa suministradora

**CÓDIGOS DE TIPOS DE VÍA**

CODIGOS	DESCRIPCION
EX	Expresa
AR	Arterial
C1	Colectora 1
C2	Colectora 2
LC	Local comercial
L1	Local residencial 1
L2	Local residencial 2
PP	Vías peatonal
LU	Urbano rural o Rural

**CÓDIGOS DE TIPOS DE ALUMBRADO**

TIPO DE AP
I
II
III
IV
V

**CLIENTES LIBRES QUE PAGAN ALUMBRADO PÚBLICO(\*)**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3, que brinda el servicio de alumbrado público
2	Alfanumérico	4		Código de la localidad
3	Alfanumérico	3		Código de la empresa según anexo n° 3, que brinda el suministro al cliente libre
4	Alfanumérico	35		Apellidos y nombres del cliente o razón social
5	Alfanumérico	30		Dirección del suministro
6	Alfanumérico	20		Localidad
7	Alfanumérico	6		Código ubicación geográfica (UBIGEO) de departamento, provincia y distrito según "INEI"
8	Alfanumérico	10		Número del suministro

Nombre del archivo: CLILIBRE.XXX XXX | Cod. Empresa suministradora que brinda el servicio de alumbrado público

(\*) Para control de compensaciones por concepto de Alumbrado Público

**TABLA RESUMEN DE SUMINISTROS POR LOCALIDAD (Sólo para distribuidoras)**

N°	Código de Localidad	Código Sistema Eléctrico	Sector Típico de Distribución	Max. Dem. kW (último 6 meses)	Pot. Ins. Gen MW	Suministros BT Monofásicos	Suministros BT Trifásicos	Suministros MT	Suministros AT	N° SEB MT/BT	Punto Entregue Generador (SET)	Tensión Punto Entregue Generador	Región	Cantidad Puntos de Entrega BT (Caso1)*	Cantidad Puntos de Entrega BT (Caso2)*	Cantidad Puntos de Entrega BT (Caso3)*	Cantidad Puntos de Entrega BT (Caso4)*

\* Opcional cuando se calcule el número de mediciones con punto de entrega

Nombre del archivo: Tabla Resumen xxx.xls XXX | Cod. Empresa suministradora

**TABLA DE EQUIPOS DE CALIDAD DEL PRODUCTO**

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	Alfanumérico	3		Código de la empresa suministradora
2	Alfanumérico	25		Marca y modelo del equipo registrador
3	Alfanumérico	15		Número de serie del equipo registrador
4	Alfanumérico	4		Año de fabricación del equipo registrador
5	Alfanumérico	1		Tipo de medición que puede efectuar 0 : Tensión monofásica 1 : Tensión Trifásica 2 : Tensión Trifásica + Energía 3 : Tensión + (Flicker o Armónicas) + Energía 4 : Tensión + Flicker + Armónicas + Energía
6	Alfanumérico	8		Fecha de la última calibración
7	Alfanumérico	8		Fecha en que se adquirió el equipo

Nombre del archivo: MEDCALID.XXX      XXX | Cód. Empresa suministradora

**ANEXO N° 2  
TABLA DE CÓDIGOS DE MARCA  
DE MEDIDORES DE ENERGÍA.**

Código	Nombre Marca	Código	Nombre Marca	Código	Nombre Marca
ABB	Asea Brown Boveri	GIS	Gisip	SCH	Schlumberger (enerlec)
ACT	Actaris	GOL	Gold star	SCG	Scg (s-g)
AEG	Aeg	GRA	Grabor	SEO	Seoco
ALG	Algemein	HAR	Harbin electric	SHA	Shangai electric
AMP	Ampy	HAV	Havell's india ltd.	SHE	Shenzhen star
AUS	Austria	HEL	Helio watt	SMS	Siemens
BER	Bergmann	HIT	Hitachi	SIN	Single phase
BIN	Beijing inlerpowers	HOL	Holley	SMI	Smith meter london
CEI	Cei	HOU	Hours (knudsen)	SOC	Socomec
CGS	Cgs (dg, ogs)	INE	Inepar (inepar - GE)	SOD	Sodeco
CDC	Cia. De contadores	INW	Instrument work	SOC	Socila milano
COG	Cogeco	ISA	Isaria	SPE	Spectrum
COM	Complant	JAZ	Jaz (jas, j-k)	SSW	Ssw
CON	Continometer	KRI	Krizik	STR	Star electric (star)
DOO	Dooco	LAU	Laur knudsen (lk)	STG	Stronger
DUN	Duncan	LIN	Jiangsu linyang (kd)	SKT	Skaiteks
ECO	Ecolec	LND	Landis (inepar, lg)	SZG	Szg
ELS	Elster	LON	Londian	TEV	Tevem
ELK	Elko	MAS	Mashpriborintorg	TIA	Tianjin electric
ENE	Enertec	MCM	Mcm	TJC	T.j.castro
ERI	Ericsson	MEB	Mebwandlerzahler	TSH	Toshiba
FAE	Fae (f.a.e. - ferragens)	MEL	Melsa	TOK	Toko seiki
FRT	Ferranti (ferrantis)	MIE	Mierich (munich)	UHE	Uher & co
FRO	Ferrostal	MIT	Mitsubishi	VAL	Valmet
FRG	Ferragens a	NAN	Nansen	VEC	Vectron
FIN	Fine electric	NIS	Nisko	VIE	Viena
FUJ	Fuji denki seizo (electric)	NIK	Nikopol (elia nikopol)	WES	Westinghouse
FJT	Fujitsu	OSK	Osaki (osaki electric)	WUX	Wuxi watt
GAL	Galileo	RAD	Radian	ZCH	Zchecoslovaquia
GAN	Ganz	SAC	Sacel	SCE	Schneider Electric
GNE	General electric	SAN	Sangamo		

**CONSIDERACIONES:**

- Las marcas que aparecen entre paréntesis corresponden a otros nombres que han consignado algunas empresas.
- Para los casos de consorcios, se está considerando una de las marcas, tal como se muestra en la relación:  
a.- FAE → F.A.E. - FERRAGENS A  
b.- INEPAR → INEPAR - GENERAL ELECTRIC  
c.- LANDIS → LANDIS & GYR - INEPAR  
d.- SCHLUMBERGER → ENERTEC - SCHLUMBERGER
- En los casos donde no es posible identificar a la marca puede colocarse el código "OTR" que corresponde a otros. Este código no debe exceder el 1 % del parque de medidores, cuando se sobrepase este límite, será necesario que verifiquen y obtengan en campo, la marca y modelo de estos medidores que exceden este límite.
- En los casos que la marca no está incluida en la lista anterior, se solicitará a OSINERGMIN que establezca el código respectivo.

**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:

**XXXAXXX.EXT**

Identificación de la Empresa suministradora

Posición	Código	Nombre	Posición	Código	Nombre	Posición	Código	Nombre
1	ELP	Electroperú	EDN	Edelnor	EMP	Emp. Mun. Paramonga		
2	EDG	Edegel	LDS	Luz del Sur	YAU	Serv. Yauli-La Oroya		
3	ETV	Elevensa	ECA	EDE Cañete	ALB	Albaco Ings (Chao)		
4	EGN	Duke Energy (Egenor)	ESM	Electro Sur Medio	PAN	Emp. Electro Pangoa		
5	EEL	Emp. Eléctrica de Piura	HID	Hidrandina	MAT	Mun. Alto Trapiche		
6	EGM	Egensa	ENO	Electro Nor Oeste	MCV	Mun. Campo Verde		
7	EGA	Egasa	ELN	Electro Norte	OYO	Mun. de Oyón		
8	ENS	Enersur	SEA	Soc. Eléc. Arequipa	TRM	Transmataro		
9	EGS	Egesur	ELS	Electro Sur	RDS	Redes del Sur		
10	TER	Termostelva	ESE	Electro Sur Este	DEP	Depolbi		
11	CNP	Cem. Norte Pacasmayo	ELC	Electro Centro	SOU	Southern Peru Limited		
12	CAH	Emp. Gen. de Cahua	EUC	Electro Ucayali	EPU	Electro Puno		
13	SHO	Shougesa	EOR	Electro Oriente	TRS	Eteselva		
14	EAN	Electroandes	RIO	Serv Eléct. Rioja	KLP	Kalpa generación		
15	SGB	San Gaban	EMU	Emp. Munic. Utcubamba	ETN	Elenorte		
16	CUR	Curumuy	CEV	Cons. Eléct. Villacuri	ESR	Eléctrica Santa Rosa		
17	ATC	G.E. Atocongo	ETO	Electro Tocache	ISA	ISA Perú		
18	REP	Red de Energía del Perú	ETC	Emp. Trans. Callali				

- \*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 período:  
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 ó 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.

**ANEXO N° 4**

**Formación del N° IDENTIFICADOR**

La siguiente codificación identifica cada una de las campañas de mediciones en forma unívoca, con excepción de los campos 13 y 14 que variaran según corresponda:

POSICIÓN	TEMA	DESCRIPCION 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	Período	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 ALFANUMERICO) 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 PRECISION DE MEDIDA DE LA ENERGIA 7...Mediciones de ALUMBRADO PUBLICO
9 a 12	LOCALIDAD	Código de Localidad.
13	Tipo de punto De medición	B ...seleccionado o básico R ...reclamo F ...repetición de medición fallida A ...alternativo C ...solicitado por CSINERG X ...remedición
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 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 equipo	8	ALF	Ddmmaaaa (día, mes y año)
4	Código de Tipo de trabajo para levantar la mala calidad (el más importante) Sólo para casos de REMEDIACIÓN:	2	ALF	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 SED	10	ALF	Según el caso
3	Parametro a medir: F : A ; FA	2	ALF	F=flicker; A=armónicas; FA= flicker y armónicas
4	Fecha de instalación del equipo	8	ALF	Ddmmaaaa (día, mes y 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	3	NUM	001_002 ... n
2	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
3	Nombre del Archivo Fuente	25	ALF	Ej: XXXXX.XXXXXXXX.FXX.XXX
4	Número del Suministro medido o código de la S E de Distribucion	10	ALF	Número del suministro MEDIDO o código de la SED
5	Tipo de Alimentación: MO, DN, DA, YA, YT	2	ALF	MO= monofasico, DN= Delta Normal DA= Cella Abierta, YA= Estrella neutro Aislado, YT= Estrella neutro a Tierra, YH= Estrella con neutro comdo
6	Número de Suministro al que reemplaza	10	ALF	Sólo para casos de mediciones de TENSION BT en punto alternativo
7	Parámetro medido (Para casos de archivos de medición independiente de la Energía)	2	ALF	TE= Tension, TF= Tension y Perturbaciones FL= Flicker, AR= Armonicas, FA= Flicker y Armonicas, EN= Energía
8	Tension de suministro (volts)	7	NUM	
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 lector multiplicará al registrador por el equipo para la evaluación del indicador de tensión.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
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
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= Valida F= Fallida
17	Presencia de Flicker (PST>1) sólo para el caso de mediciones de tensión BT	2	ALF	Si o No (Solo para medición de tensión en BT)
18	Presencia de Armónicas (THD>5%) sólo para el caso de mediciones de tensión BT	2	ALF	Si o No (Solo para medición de tensión en BT)
19	Observaciones de instalación / retiro	50	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%

Nombre del archivo: xxxAxxxx.BAR (Reporte de Armónicas por Bandas de un Punto Porcentual)

Campo	Descripcion	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	Refiriendo a Armónica Individual 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<= 2%	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
8	Cantidad de intervalos en rango 2%<Vi<= 3%	4	N	Solo cuando en el rango se excede la tolerancia
N	Cantidad de intervalos en (n.6)%<Vi o THD <= (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	Descripcion	Long	Tipo	Observaciones
1	Número Identificador	14	ALF	Ver anexo N° 4
2	Código de suministro o SED	10	ALF	Número de suministro o código SED
3	Energía total de la medición	10.3	N	Energía total suministrada kWh
4	Energía de intervalos con psi > 1	10.3	N	Energía de mala calidad kWh
5	Cantidad de intervalos con 1.0<Pst <= 1.1	3	N	
6	Cantidad de intervalos con 1.1<Pst <= 1.2	3	N	
n	Cantidad de intervalos con n/10.5<Pst <= n/10.8	3	N	

**FRECUENCIA**

\* Nombre del archivo: xxxAxxxx.FFR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	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	$Rango\_1 \mid 0.5 <  \Delta f(\%)  \leq 1.0$
4	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_2	4	N	$Rango\_2 \mid 1.0 <  \Delta f(\%) $
5	Número de VARIACIONES SÚBITAS	5	N	En el mes
6	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS $M_{var}$ (ciclos) en Rango_1 según corresponda:	2	N	* SEIN $\mid 600 < M_{var} \leq 900$ Pot. Ins. Gen. entre 100 y 1000 MW $900 < M_{var} \leq 1350$ Pot. Ins. Gen menor a 100 MW $1200 < M_{var} \leq 1800$ Aisl Mayor $\mid 1200 < M_{var} \leq 1800$
7	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS $M_{var}$ (ciclos) en Rango_2 según corresponda:	2	N	* SEIN $\mid 900 < M_{var}$ Pot. Ins. Gen. entre 100 y 1000 MW $1350 < M_{var}$ Pot. Ins. Gen menor a 100 MW $1800 < M_{var}$ Aisl Mayor $\mid 1800 < M_{var}$

\* Nombre del archivo: xxxAxxxx.FCR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	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=Subita; 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 sosteni. 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 (ciclos), Sostenidas (%), Subitas (Hz)

**ANEXO N° 8  
DISEÑO DE LOS REGISTROS DE REPORTE DE COMPENSACIONES**

**TENSIÓN**

\* Nombre del archivo: xxxAxxxx.CTE para reporte mensual

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	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	Segun 7ª Disp. 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	$Rango\_A1 \mid 5.0 <  \Delta Vp(\%)  \leq 7.5$
7	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A2	10.3	N	$Rango\_A2 \mid 7.5 <  \Delta Vp(\%) $
8	Número de intervalos dentro del rango A1.	10	N	$Rango\_A1 \mid 5.0 <  \Delta Vp(\%)  \leq 7.5$
9	Número de intervalos dentro del rango A2.	10	N	$Rango\_A2 \mid 7.5 <  \Delta Vp(\%) $
10	Sumatoria de todos los valores de AP	10.2	N	con 2 decimales de aproximación
11	Monto de compensación al Cliente	7.4	N	En U.S. dólares
12	Año	4	ALF	Año corresponde compensación
13	Mes	2	ALF	Mes corresponde la compensación (01, 02, ..., 11, 12)

**FRECUENCIA**

\* Nombre del Archivo: xxxAxxxx.CFR para reporte mensual

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	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 (V SÚBITAS)	10.3	N	Solo aplicable para las generadores
7	Monto_1 : Compensación al Cliente por Variaciones Sostenidas	7.4	N	En U.S. dólares (por Variaciones sostenidas )
8	Monto_2 : Compensación al Cliente por Variaciones Subitas	7.4	N	En U.S. dólares (por Variaciones súbitas )
9	Monto_3 : Compensación al Cliente por Variaciones Diarias	7.4	N	En U.S. dólares ( por Variaciones diarias )
10	Monto total de compensación al Cliente por mala calidad de Frecuencia	7.4	N	(Monto_1+ Monto_2+ Monto_3)

**TABLA DE RESARCIMIENTOS POR MALA CALIDAD DE PRODUCTO**

\* Nombre del archivo: xxxAxxxx.RCP para reporte mensual

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde el resarcimiento	4	ALF	Formalo AAAA
3	Mes o Semestre al que corresponde el resarcimiento	2	ALF	01, 02, 03, ..., 11, 12 para el reporte Mensual
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 (Axxxx: 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 (Un solo registro por interrupción)
3	Fecha programada inicio interrupción	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
4	Hora programada inicio interrupción	6	ALF	Formato: hhmmss
5	Código Tipo de Programación	1	ALF	M: Mantenimiento, E: Expansión o Reforzam.
6	Fecha programada término interrupción	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
7	Hora programada término interrupción	6	ALF	Formato: hhmmss
8	Aviso_1 de notificación al cliente	1	ALF	C= por Carta, P= por Periódico, T= por TV R= por radio, V= por volante, O= Otro medio
9	Fecha de la notificación al cliente	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
10	Aviso_2 de notificación al cliente (si se notifica usando más de un medio)	1	ALF	C= por Carta, P= por Periódico, T= por TV R= por radio, V= por volante, O= Otro medio
11	Fecha de la notificación al cliente	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
12	Ubicación de punto de interrupción programado	50	ALF	Dirección, localidad y denominación de la instalación en donde se efectuará el trabajo
13	Nombre del responsable	50	ALF	Responsable de los trabajos programados



CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
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 será cambiada
15	Sustentación Expansión/ Reforzamiento	150	ALF	Detalle de las razones por las que consideran que tal interrupción es Exp. o Reforzamiento
16	Número de Suministros regulados que serán afectados	8	N	Un estimado
17	Descripción de la zona afectada	200	N	Relaciones de zonas afectadas por la int. programada, precisando la duración cuando exista diferencia en las zonas

**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 de la interrupción
3	Código de Subestación SET o SED	7	ALF	SET Para suministro MAT/AT/MT SED Para suministro BT
4	Número del suministro	10	ALF	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	UBIGEO del suministro	6	ALF	Según tabla INEI

**REPORTE MENSUAL DE DETALLES DE INTERRUPCIONES**

Nombre del archivo: xxxAxxxx.RDI

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Código de la empresa según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Uno solo por cada interrupción.
3	Modalidad de detección	1	ALF	1 : Llamada telefónica 2. Revisión registros Calidad del Producto 3. Análisis de otro registro 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 : Exp o Reforzamiento N= No programado, R: Rechazo de carga.
5	Con solicitud de Fuerza Mayor	1	ALF	En blanco = No se solicitó , F= se solicitó
6	Código de causa de interrupción	1	ALF	Ver tabla Anexo 10
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	Energía no suministrada Estimada	8.3	N	En Mwh
14	Numero Suministros regulados	8	N	Suministros afectados
15	Número de Clientes Libres afectados	5	N	
16	Ubigeo 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 Rechazo de Carga**

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.RIM

CAMPO	DESCRIPCIÓN	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
4	Código punto de Red	10	ALF	Código asignado Anexo N° 1
5	Energía Teóricamente No Suministrada	15.3	N	(ENST) 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**

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
T	Terceros
S	Propias del suministrador
C	Fenómenos climáticos
B	Internas propias del usuario, (no compensables)
H	Hurto Conductores
G	Asociado a falla de suministro gas de Camisea
R	Asociado a congestión en redes de transmisión
E	Exonerado de Compensación por Expansión o reforzamiento de redes de transmisión
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

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
4	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código suministro afectado
5	UBIGEO suministro	6	ALF	Según tabla INEI
6	Tensión de suministro	2	ALF	MA (MAT y AT); MT; BT
7	No. de interrupciones NO PROGRAMADAS	4	N	
8	No. de interrupciones PROGRAMADAS POR MANTENIMIENTO	4	N	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	DURACION REAL en el semestre.
12	Duración de interrupciones PROGRAMADAS POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO DE REDES	6.2	N	
13	Energía registrada en el semestre (ERS)	15.3	N	Expresada 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 por Ley de Correcciones	10.4	N	En dólares acumulados del sem.

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.

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
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	Distribuidora Código suministro Generadora Código Distribuidora (Ver anexo 3)
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° 12 A  
RESUMEN SEMESTRAL DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL**

**NOMBRE EMPRESA:**

**SEMESTRE: NN / AAAA**

**TRATO AL CLIENTE**

CASOS	PENDIENTES DEL SEMESTRE ANTERIOR	TOTAL RECIBIDOS	ATENDIDOS FAVORABLEMENTE				NO ATENDIDOS FAVORABLEMENTE							
			DENTRO DEL PLAZO MAXIMO	EXCEDIDO EL PLAZO MAXIMO	TIEMPO MEDIO DE ATENCION	TOTAL	CLIENTE DESISTIO	CLIENTE NO CUMPLIO OBLIGACIONES	DESESTIMADOS	OTROS MOTIVOS	TOTAL	EN RECLAMO	EN TRAMITE	
1 NUEVOS SUMINISTROS O MODIFICACION DE LA POTENCIA CONTRATADA - Sin modif. de redes hasta 50 kW - Sin modif. de redes más de 50 kW - Con modif. de redes hasta 50 kW - Con modif. de redes más de 50 kW - Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria					(en días)									
					(en días)									
					(en días)									
					(en días)									
	TOTAL													
2 CAMBIO OPCION TARIFARIA - Sin requerirse otro equipo de medicion - Que requiere otro equipo de medicion					(en días)									
					(en días)									
	TOTAL													
3 RECONEXIONES					(en horas)									

**CENTROS DE ATENCIÓN TELEFÓNICA / FAX PARA RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO**

NÚMEROS TELEFÓNICOS/FAX, DE CADA OFICINA DE ATENCIÓN	NÚMERO DE LLAMADAS	TIEMPO MEDIO DE ATENCION
(numero_telefono1; numero_telefono2; .....; numero_telefono_n)		(en minutos)

**LIBROS DE OBSERVACIONES**

No.	OFICINA DE ATENCIÓN COMERCIAL	DIRECCIÓN	No. Observaciones (*)	Reclamos	Pedidos	Sugerencias	Otros (**)
1	(nombre de cada oficina o sucursal)						
...							
N							

\* Número de Observaciones (suma de reclamos, pedidos, sugerencias y otros).

\*\* Otras anotaciones.

**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					
TOTALES:					

**REPARTO DE FACTURAS**

Centro de Facturación	A		B		C		D	
	Hasta 5 días calendario (%)	En más de 5 días calendario (%)	Hasta 5 días calendario (%)	En más de 5 días calendario (%)	Hasta 5 días calendario (%)	En más de 5 días calendario (%)	Hasta 5 días calendario (%)	En más de 5 días calendario (%)
Enero/Julio								
Febrero / Agosto								
Marzo / Setiembre								
Abril / Octubre								
Mayo / Noviembre								
Junio / Diciembre								

Donde:

A, B, C, D, .....: Centro de Facturación

**CAMBIO DE OPCIÓN TARIFARIA**

Número de Casos Atendidos Favorablemente		Opción Tarifaria Inicial del Usuario									
		MT2	MT3	MT4	BT2	BT3	BT4	BT5C	BT5B	BT5A	BT7
Opción Tarifaria Final del Usuario	MT2	■									
	MT3		■								
	MT4			■							
	BT2				■						
	BT3					■					
	BT4						■				
	BT5C							■			
	BT5B								■		
	BT5A									■	
	BT7										■

**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	DESCRIPCIÓN	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 5.3.1.e) 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 5.3.1.e) de las Base Metodológica
14	Observaciones (obligatorio)	100	ALF	Indicar motivos del retraso

**ANEXO N° 14**

**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	DESCRIPCIÓN	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 tarifaria	8	ALF	DDMMAAAA

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
4	Fecha Cliente SOLICITA cambio de opción tarifaria (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 EXCEDIÓ 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	DESCRIPCIÓN	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: A) Verbal personalmente B) Verbal telefónico. C) Escritos presenciales D) Escritos por correo o WEB.	1	ALF	
5	Código del RECLAMO asignado por la distribuidora	10	ALF	N° 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



**ANEXO N° 17  
DISEÑO DE REGISTROS DE RECLAMOS Y  
SOLICITUDES RECIBIDOS DURANTE EL SEMESTRE**

**Reclamos recibidos**

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de Reclamo	10	ALF	Código que se comunico al cliente
2	Numero de suministro del Cliente	10	ALF	Código o numero de suministro
3	Código Oficina de Atención Comercial	10	ALF	Código Establecido ANEXO N° 1
4	Fecha de presentación del reclamo	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Forma de presentación del reclamo	1	ALF	A) Verbal personalmente B) Verbal Telefónicos C) Escritos presencias D) Escritos por correo o WEB
6	Tipo de Reclamo	2	ALF	Código del rubro ANEXO N° 12 (2A)
7	Fecha que se notifico al usuario lo resuelto	8	ALF	DDMMAAAA (Día, Mes y Año)
8	Resolución del reclamo	1	NUM	Código 1 Conciliados 2 Inadmisibles 3 Fundado 4 Fundado en parte 5 Infundado 6 Improcedente

**Pedidos, Solicitudes Y Otros**

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código del pedidos, solicitudes u otros	10	ALF	Código que se comunico al cliente
2	Numero de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Código Oficina de Atención Comercial	10	ALF	Código Establecido ANEXO N° 1
4	Fecha de presentación pedidos, solicitudes u otros	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Hora de presentación pedidos, solicitudes u otros	6	ALF	Hhmmss (hora, minuto, segundo)
6	Forma de Presentación del pedidos, solicitudes u otros	1	ALF	A) Verbal personalmente. B) Verbal Telefónicos C) Escritos presencias D) Escritos por correo o WEB
7	Tipo de pedidos, solicitudes u otros	2	ALF	Código rubro ANEXO N° 12 (2B)
8	Fecha de atención	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
9	Hora de atención	6	ALF	Hhmmss (hora, minuto, segundo)

**Solicitud Nuevos Suministros o Modificación Potencia Contratada**

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de Presupuesto	15	ALF	Código que se comunico al cliente
2	Numero de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Código Oficina Atención Comercial	10	ALF	Código Establecido en el Anexo N° 1
4	Tipo Solicitud	1	ALF	1) Nuevo suministro. 2) Modificación de Potencia Contratada
5	Fecha de Solicitud	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
6	Tipo de conexión	4	ALF	De acuerdo con la Resolución N° 423-2007-OS/CD (C 1.1, C 1.2, C 2.2, etc.)
7	Tipo de Acometida	1	ALF	Consignar la letra "S" por Subterránea, "A" por Aérea o "M" por Mixta.

**Solicitud Cambio Opción Tarifaria**

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código Cambio Opción: Tarifaria	10	ALF	Código que se comunico al cliente
2	Numero de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Código Oficina de Atención Comercial	10	ALF	Código Establecido en el Anexo N° 1
4	Opción Tarifaria Inicial del Usuario	4	ALF	
5	Opción Tarifaria Final del Usuario	4	ALF	

**Reclamaciones por falta suministro**

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Reclamación por falta suministro	10	ALF	Código que se comunico al cliente que reclama
2	Numero de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Código Oficina de Atención Comercial	10	ALF	Código Establecido ANEXO N° 1
4	Fecha presentación de la reclamación	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Hora de presentación de reclamación	6	ALF	Hhmmss (hora minutos y segundo)
6	Forma de Presentación de la reclamación	1	ALF	A) Verbal. B) Escrito. C) Telefono. y D) Otro.
7	Caso presentado	2	ALF	1 Falta de suministro en el predio 2 Falta de suministro en la zona
8	Fecha de la reposición del suministro	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
9	Hora de la reposición del suministro	6	ALF	Hhmmss (hora minutos y segundo)
10	Nombre de la persona que reclamo	20	ALF	Nombre y Apellido de la persona
11	Numero telefonico de referencia	15	ALF	Numero telefonico de referencia que debe solicitarse a la persona que llama

**ANEXO N° 18  
DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE MENSUAL,  
DE LAS INSPECCIONES EFECTUADAS PARA EL  
CONTROL DE LA: PRECISION DE MEDIDA  
DE LA ENERGÍA**

**Nombre del archivo: xxxAxxxx.RPM**

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Fecha de notificación al cliente de la inspección	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Fecha de la Inspección	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Tipo de suministro	2	ALF	MO o TR
6	Parámetro Controlado en la Inspección de Precisión	2	ALF	Activa. A. Activa + 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	
11	Verificación de Constante del medidor	4	N	
12	Verificación relación de Transductores	4	N	En equipos con medición indirecta
13	Desviación del dispositivo horario en minutos	2	N	En equipos con conmutación horaria
14	Verificación Tensión de alimentación del medidor	4	N	Se indica el menor valor
15	Verificación Aislamiento (obligatorio) en megohm	4	N	Se indica el menor valor
16	Apreciación Conexiones	1	ALF	B= Buena M= Mala R= Regular
17	Estado del medidor	10	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 Vacío, con 0.001 Corriente nominal	1	ALF	S= si aprueba N= no aprueba
22	% de Error al 5% del Medidor del suministro	3	N	
23	% de Error al 10% del Medidor del suministro	3	N	
24	% de Error al 100% del Medidor del suministro	3	N	
25	% de Error a Imax del Medidor del suministro	3	N	
26	Aprobó inspección S= si N= no	1	ALF	S o N
27	Nombre de la empresa contratadora	30	ALF	Que participe en la inspección
28	Contorno Promedio del Usuario	6	N	h/h. (Promedio de los últimos 6 meses)
29	Numero de suministro originalmente programado	10	ALF	Código o número de suministro
30	Fecha en que se reemplazo el medidor	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
31	Observación al proceso de inspección o reemplazo	50	ALF	
32	Clase de precisión del medidor	1	N	Clase del medidor contratado

**ANEXO N° 19  
FORMATOS PARA LAS CAMPAÑAS DE CALIDAD DE PRODUCTO Y PRECISIÓN  
DE LA MEDIDA DE ENERGÍA.**

**GRÁFICO N° 1: PLANILLA DE MEDICION PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD  
DE TENSION Y PERTURBACIONES**

**EMPRESA:**

PLANILLA DE MEDICIÓN	N° IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

LOCALIDAD/SUC:	DEPARTAMENTO:	PROVINCIA:	DISTRITO:
----------------	---------------	------------	-----------

**COLOCACIÓN - FECHA Y HORA:**

DATOS DEL USUARIO			
NOMBRE:			
DIRECCIÓN:			
CÓDIGO POSTAL:			
TELÉFONO:			
N° DE SUMINISTRO:			
TARIFA:			
TENSION DE SUMINISTRO:			
TIPO DE SERVICIO:			
URBANO	URB-RURAL	RURAL	

TIPO DE PUNTO		
SELECCIONADO	REMEDICIÓN	RECLAMO
REPET. MEDICIÓN FALLIDA	REQUERIDO POR OSINERGMIN	
ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:		

TIPO DE SUMINISTRO			
MONOFÁSICO	TRIFÁSICO		
PARÁMETRO A MEDIR	TENSION	FLICKER	ARMÓNIC.

REGISTRADOR INSTALADO:	
MARCA:	
NUM	

OBSERVACIONES DE INSTALACIÓN:

.....  
INTERVINO POR EL OSINERGMIN  
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 OSINERGMIN  
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

**GRÁFICO N° 2: FORMATO PARA INSPECCIÓN DE MEDIDORES**

**EMPRESA:**

**1 Datos del Cliente**

Nombre :	Número de suministro:	<input type="checkbox"/> MO	<input type="checkbox"/> TR
Dirección :	Tipo de suministro:		
Fecha en que se notificó al cliente (dd/mm/aaaa) :	Teléfono:		
Consumo Promedio del Cliente kWh :			

**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 :	Tipo de medidor :	<input type="checkbox"/> Electromecánico	<input type="checkbox"/> Electrónico
Marca y modelo :	Clase de precisión :		
Constante del medidor (rev/kWh) :			

**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:  Buena  Mala  Regular

Estado del medidor ( Lectura del medidor ) : 9,999,999,999.99

Parámetros a controlar:  Energía Activa  Energía Activa y Reactiva

**5.2 Resultado de la contrastación**

Verificación del periodo de integración( en caso de medidores electrónicos ) :

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) :

Condición	N° Ensayos			Promedio %
	1 <sup>er</sup>	2 <sup>o</sup>	3 <sup>er</sup>	
5% In				
10% In				
100% In				
I máx				

Prueba en vacío (0,001 In ) :  Aprueba  Desaprueba

Aprobó la inspección :  SI  NO

**6 Observaciones**

.....  
FIRMA REPRESENTANTE  
CONCESIONARIA

.....  
FIRMA REPRESENTANTE  
CONTRASTADORA

.....  
FIRMA DEL USUARIO

.....  
FIRMA REPRESENTANTE  
OSINERGMIN(opcional)

**ANEXO N° AP1  
DISEÑO DE REGISTRO DEL PROGRAMA MENSUAL DE  
MEDICIONES DE CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO**

Nombre del archivo: xxxAxxxx.MAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Código del suministro más próximo al punto inicial del tramo a medirse	10	ALF	Para facilitar la ubicación del tramo
4	Número de vanos a medirse	4	NUM	
5	Longitud del tramo a medirse (km)	3.3	NUM	En el mes
6	Fecha programada para inicio de medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
7	Hora programada para inicio de medición	4	ALF	Formato: hhmm

**ANEXO N° AP2  
DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE MENSUAL DE  
MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO**

Nombre del archivo: xxxAxxxx.RAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Código de poste/punto luminoso inicial del vano	10	ALF	IDENTIFICACION
4	Código de poste/punto luminoso final del vano	10	ALF	DEL VANO MEDIDO
5	Districto al que pertenece el Vano	6	ALF	Código Ubigeo
6	Tipo de alumbrado	3	ALF	ver tabla de códigos Anexo N° 1
7	Tipo de calzada. C = clara, O = oscura	1	ALF	C = clara, O = oscura
8	Longitud del vano medido(m)	3.1	N	
9	Iluminación media en la calzada (lux)	3.2	N	
10	Uniformidad media de iluminación	1.2	N	
11	Índice de Control de Deslumbramiento (g)	2.2	N	
12	Iluminación media en la vereda	2.2	N	
13	Luminancia media con revestimiento seco	2.2	N	(cd/m2)
14	Uniformidad longitudinal	1.2	N	
15	Uniformidad media	1.2	N	
16	Fecha de la medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
17	Hora de la medición	4	ALF	Formato: hhmm
18	Tramo cumple con calidad S= sí; N= no	1	ALF	Para la calzada y para la vereda

**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
5	Longitud total medida en el semestre(L)	7.3	N	En el sistema eléctrico en km
6	Longitud de vías con AP deficiente o	7.3	N	En el sistema eléctrico en km
7	Longitud porcentual AP deficiente c:(%)	3.3	N	En el sistema $t(\%) = (t/L) * 100$

**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
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	2	ALF	U R ; UR
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 AP	8.3	N	EAP. En kWh.
10	Monto de compensación al Cliente por el semestre	7.4	N	En U.S. dólares

**BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN  
DE LA "NORMA TÉCNICA DE CALIDAD  
DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS"**

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS**

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, que regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico ha sido modificada por el Decreto Supremo N° 026-2006-EM, Decreto de Urgencia N° 046-2007, Decreto Supremo N° 001-2008-EM y el Decreto Supremo N° 002-2008-EM. Es por estas consideraciones que en la Primera Disposición Transitoria de este último Decreto Supremo se dispuso que OSINERGMIN actualice la Base Metodológica a los referidos cambios de la Norma Técnica.

Cabe señalar que dichos decretos modificaron aspectos de la NTCSE referidos a la calidad de precisión de la medida, inclusión de nuevas exoneraciones para las interrupciones y una aclaración respecto al rechazo de carga, razón por la que se requería que la Base Metodológica sea actualizada. Asimismo, era necesario revisar y mejorar de manera integral la Base Metodológica, considerando el tiempo transcurrido desde su última modificación, esto es desde el 2002.

Ante esto, OSINERGMIN en aplicación de la facultad normativa que le otorga el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, así como el artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, elaboró el Proyecto de "Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos".

En principio la Base Metodológica se adecua a lo establecido por DS 002-2008-EM, Decreto Urgencia N° 046-2007-EM y DS 001-2008-EM. En efecto, en lo referente a la precisión de la medida, la definición de rechazo de carga y la ponderación especial que tendría las interrupciones por hurto de conductores.

De otro lado, se ha mejorado el procedimiento a seguir para la cadena de pagos de manera que sea efectiva su aplicación, así como se precisa las características mínimas de la comunicación al usuario de las interrupciones programadas.

Se ha establecido aspectos de la calidad comercial, como el acceso en línea por parte de OSINERGMIN al sistema de registro de reclamos, denuncias o pedidos de las empresas eléctricas. Asimismo, se establece la posibilidad que el usuario puede efectuar consultas vía Web del estado de avance de sus reclamos. Se precisa cuál es la infraestructura mínima necesaria para las oficinas de atención comercial, el detalle mínimo requerido para la elaboración del presupuesto y se establece un indicador de reparto de factura.

La presente Base Metodológica establece como atender las llamadas de los usuarios ante falta de suministro en el predio.

En general, OSINERGMIN ha procedido a mejorar sustancialmente la estructura de organización de la Base Metodológica, de manera que sea más fácil su comprensión y se regulariza precisiones establecidas vía Oficio durante los últimos años.

**De las observaciones:**

A continuación, se cita las principales observaciones presentadas, seguidas de su correspondiente comentario:  
**DEFINICIONES:**

- 1) **Numeral:2.2 Observaciones de las Empresas:**  
Medición Fallida: Las empresa no están de acuerdo con incluir todos los casos de energía negativa como mediciones fallidas. Debido a que en algunos casos la energía negativa se debe a la presencia de corrientes residuales.

ELECTRO SURESTE considera necesario se precise la calificación de las remediciones (mediciones para levantar mala calidad de Tensión) cuando resulte como fallidas.

**Sugerencia:**

- **HIDRANDINA:** Es la medición fallida cuando el registro tiene más del 5% con intervalos de Energías Negativas o no está debidamente justificada la presencia de intervalos de energías negativas.
- **LUZ DEL SUR:** Mantener regulación actual donde cada empresa determina si es fallida la medición.
- **EDELNOR:** Es la medición fallida cuando el registro tiene más del 5% con intervalos de Energía negativas.
- **ELECTRONORTE:** Es la medición fallida cuando el registro presente irregularidades en la medición.
- **ELECTROCENTRO:** Es la medición fallida cuando el registro tiene intervalos de Energías negativas mayores a 1000W.
- **ENOSA:** Es la medición fallida cuando el registro tiene intervalos de Energías negativas y se deba compensar..
- **ELECTRO SUR ESTE:** Cuando salen fallida una remediación no debiera ser obligatorio su reprogramación.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

La energía negativa es un indicador de que la medición es fallida. Sin embargo, se precisará en el numeral que corresponda, la salvedad de los casos asociados a la precisión de las pinzas de corriente.

Cuando se realiza una medición para demostrar la subsanación de la mala calidad de tensión y resulta fallida se considera que no se pudo demostrar la subsanación.

**BASE DE DATOS:**

- 2) **Numeral:4.3 Observaciones de las Empresas:** Las empresa consideran que el plazo para la entrega de archivos fuentes debe considerar los días hábiles, teniendo en cuenta lo dispuesto por el Art. 134° de la Ley de Procedimiento Administrativos Generales (numeral 2).

**Sugerencia:**

- **LUZDELSUR, EDECAÑETE, ENOSA, ELECTRO UCAYALI:** El plazo debe ser prolongado al primer día hábil siguiente.

**Resultado:**

No aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

El plazo para la entrega de archivos fuentes esta establecido en forma expresa en la NTCSE y no puede ser modificado por este organismo.

**CALIDAD DE PRODUCTO**

- 3) **Numeral:5.1.3 d) Observaciones de las Empresas:** Las empresas objetan la aplicación de la décimo cuarta disposición final de la NTCSE. Esta disposición estable la obligación de no manipular previamente al suministró elegido. Las empresas lo consideran excesivo y cuestionan su aplicación pues no es concordante con el Art. 90° de la LCE.

Algunas empresas consideran que no es necesario establecer este punto en la Base Metodológica dado que ya esta en la NTCSE.

**Sugerencia:**

- **HIDRANDINA:** ...siempre que se justifique el corte se debe usar suministros alternativos.
- **LUZ DEL SUR:** "Retirar el numeral 5.1.3.d)"
- **EDELNOR:** De encontrarse en esta situación optarse por la selección de suministros alternos
- **ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA:** Retirar el numeral 5.1.3.d) considerar alternos.

**Resultado:**

Aceptada en parte.

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

La décimo cuarta disposición final de la NTCSE no puede ser modificada por su Base Metodológica.

Sin embargo, considerando que ya está explícito en la NTCSE la disposición de no manipular previamente al suministró elegido, no es necesario su inclusión en la Base.

Además, se ha revisado el integro de la Base, a fin de excluir aquellos numerales o formulas que no requieren estar incluidos dado que están expresamente indicados en la NTCSE.

- 4) **Numeral:5.1.4. a) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que si el día viernes recién identifican a los suministros elegidos para la siguiente semana no podrán cumplir con la notificación o aviso previo a los clientes (para lo caso del día lunes y martes).

**Sugerencia:**

- **HIDRANDINA:** Dos semanas antes se identificaran a los suministros elegidos para la semana siguiente.
- **LUZ DE SUR:** La identificación de los suministros serán identificados con dos semanas de anticipación.
- **EDELNOR:** Dos semanas antes, vía portal SISA, se identificaran...
- **ELECTRONORTE:** Una semana antes se identificaran los clientes elegidos para la medición de la semana subsiguiente.
- **ELECTROCENTRO:** A los 5 días hábiles previos, vía portal SISA, se identificaran a los suministros elegidos para la campaña de tensión.
- **ENOSA:** Los días viernes se identificaran a los suministros elegidos para la campaña subsiguiente.
- **EDECAÑETE:** Sugiere ampliar el periodo en que la concesionaria pueda contar de dicha información con una anticipación de 72 horas hábiles del inicio de la siguiente semana.
- **ELECTRO SUR ESTE:** Debiera mantenerse lo actual
- **ELECTROSUR:** No presentan sugerencia, solo muestran su inconformidad.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se modificará el plazo para la identificación de los suministros, el mismo que será realizado el día martes anterior al contraste, plazo suficiente para efectuar la notificación respectiva.

- 5) **Numeral:5.1.4 b) Observaciones de las Empresas:** HIDRANDINA y LUZ DEL SUR plantean que sea opcional el aviso al usuario previo a la ejecución de la medición de tensión. HIDRANDINA considera que la NTCSE no establece una obligación en este aspecto

LUZ DEL SUR que la instalación se realiza en los Bornes del dispositivo de protección por lo cual no es necesario que sean puesto en conocimiento de los usuarios, según lo dispone el artículo 171° del RLC.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: La medición programada podrá ser notificada al usuario con anticipación no menor de 48 horas respecto a la fecha prevista para su ejecución.
- LUZ DEL SUR: "En caso sea necesario, la suministradora podrá notificar previamente al usuario la ejecución de la medición."

**Resultado:**

No Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se mantendrá la obligación del aviso, la evaluación del suministro requiere la instalación del equipo dentro de las instalaciones del usuario o en la caja del medidor por lo el aviso previo al usuario es necesario.

- 6) **Numeral:5.1.4 c) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que se debe ampliar la tolerancia para la ejecución de mediciones respecto a lo programado a fin de afrontar las contingencias operativas.

ELECTROCENTRO considera que la tolerancia de un día también debe ser aplicable a la medición programada el último día del mes.

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR: la tolerancia debe ser de 1 día hábil y no 1 día calendario. Además de ampliar al día anterior a lo programado.
- ELECTROCENTRO: Precisar que la tolerancia comprende también al último día del mes.
- ELECTRO UCAYALI: La tolerancia debe ser de 1 día para zonas urbanas y 2 días para urbanos-rurales.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se precisará que la tolerancia es de un día hábil.

Cabe precisar, que situaciones excepcionales pueden ser sustentadas en el informe consolidado correspondiente.

Respecto al último día del mes, la empresa debe tomar las previsiones del caso para efectuar la medición dentro del mes que corresponde a la campaña.

- 7) **Numeral:5.1.4 e) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que debe existir un plazo perentorio para que OSINERGMIN se contacte con el usuario MT que se niega ha ser evaluado (requisito previo a la determinación de alternativos). Ello con el fin de no esperar al siguiente mes para efectuar la medición en un suministro alternativo (les genera perjuicios).

**Sugerencia:**

- ELECTRONORTE: el fiscalizador determinará el unto alterno (elimina el contacto previo).
- EDELNOR, HIDRANDINA, ELECTROCENTRO, ENOSA: el OSINERGMIN contará con un plazo máximo de 3 días hábiles contados desde la fecha de comunicación inicial de la concesionaria.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

No es función de OSINERGMIN ayudar a las empresas a convencer al usuario para que le instalen un equipo registrador de calidad del producto. En ese sentido se eliminará este aspecto en el numeral.

Cuando la medición es fallida la medición se debe programar al siguiente mes, salvo lo casos donde un supervisor determine un suministro alternativo.

Cabeprecisar el contacto que establece OSINERGMIN era un apoyo que se da al proceso operativo de la empresa. En principio, este tipo de cliente debería de ser evaluados sin el uso de alternativos. Lo cual técnicamente es posible instalando el equipo en el punto de entrega (que en rigor establece la NTCSE)

- 8) **Numeral:5.1.4 g) Observaciones de las Empresas:** Las empresas manifiestan que la exigencia de comunicar al OSINERGMIN la instalación de cada equipos registradores de calidad resulta reiterativa toda vez que previamente ya reportaron el programa de trabajo del mes.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, LUZ DEL SUR, EDELNOR, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA, ELECTROSUR : Retirar el numeral 5.1.4.j)
- EDECAÑETE: Sugiere que el plazo para reportar la instalación de equipos sea de un día hábil posterior a la instalación del equipo.
- ENERSUR: Se debe implementar la opción en el SIRVAN.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Es indispensable que la empresa nos confirme la instalación de los equipos para una efectiva supervisión en campo de la campaña de medición.

Esta confirmación no genera ninguna información adicional cuando la empresa efectúa la medición de acuerdo al programa que propone.



Sin embargo, considerando lo propuesto por EDECAÑETE se esta ampliando el plazo para la comunicación a un día hábil además se esta restringiendo esta disposición a las mediciones de tensión.

- 9) **Numeral:5.1.4 i) Observaciones de las Empresas:** Las empresas manifiestan que establecer una calibración anual para los equipos de Tensión y Perturbaciones, es demasiado exigente.

En el caso de perturbaciones no existe una entidad competente para el contraste de estos equipos.

LUZ DEL SUR presenta estadística que muestra que los equipos que requieren "Ajuste" para pasar la calibración van del 4% al 45% dependiendo del tipo de equipo.

Además, se ha retirado los seis meses de plazo al término de los dos años para la primera calibración.

Por último, algunas empresas manifiestan que OSINERGMIN debiera de publicar la relación de equipos autorizados además de solicitar el programa de calibraciones una vez por año.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, LUZ DEL SUR, EDELNOR, ELECTRONORTE: calibrar los equipos cada 3 años y restablecer los 6 meses de plazo para primera calibración. Considerar solo tensión.
- ELECTROCENTRO: calibrar los equipos cada 2 años y restablecer los 6 meses de plazo para primera calibración. Además, Mientras no exista empresa autorizada por INDECOPI, la calibración se efectuara por laboratorios que demuestren su competencia técnica.
- ENOSA: Planteamiento de la primera a los dos años, con plazo de 6 meses y con calibraciones frecuentes de tres años.
- Grupo Aguaytia, Kallpa: anual o cuando haya superado la cantidad de 25 mediciones.
- ENERSUR: calibrar los equipos cada 3 años y restablecer los 6 meses de plazo para primera calibración. Se debe informar al OSINERGMIN una vez al año.
- EDEGEL: La actualización de lo medidores debe ser una vez al año. Además, tiene que considerar para la calibración que las generadoras realizan pocas mediciones al año.
- ELECTROPERU: Lo medidores fijos deben ser la calibración cada tres años, teniendo en cuenta sus condiciones de operación.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

En lo que respeta a las mediciones de la tensión, el requerimiento de la calibración anual es después de dos años de uso del equipo. Es decir no es para un equipo nuevo sino un que ha tendido más de 24 meses de uso.

Dado que los equipos portátiles están sujetos a un transporte y exigencia de mediciones continuas, la calibración anual es necesaria.

Sin embargo, para equipos del tipo estático (equipo fijo que miden continuamente y están instalados en paralelo en el circuito de medición del suministro o equivalente) la exigencia del transporte es nula y las condiciones de medición son significativamente

mejores. En estos equipos se establecerá un período de calibración de tres años.

Se incluirá la tolerancia de 6 meses para la primera calibración y se publicará en el SIRVAN la relación de equipos aprobados por este organismo (neural 6.5 de la Base).

Respecto a las mediciones de perturbaciones, se retirará temporalmente el requerimiento.

- 10) **Numeral:5.1.5 d) Observaciones de las Empresas:** Las empresas no consideran justo que el tipo de cambio usado para la compensación sea el valor venta.

Adicionalmente, ELECTROPERU sugiere otra redacción para parte del numeral.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: Considerar precio promedio del valor de compra-venta
- LUZ DEL SUR, EDELNOR, ELECTROCENTRO: Considerar precio promedio del valor de compra-venta.
- ELECTROPERU: propone nueva redacción a un párrafo.

**Resultado:**

No Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Cabe precisar, que este criterio es concordante con la regulación tarifaria, el cual se establecen en dólares americanos por kWh y al momento de determinar el valor en nuevos soles se toma como referencia el Valor Venta.

- 11) **Numeral:5.1.6 a) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran insuficiente el plazo de 18 horas para la transferencia de los archivos fuentes puesto que algunas mediciones están en lugares lejanos.

Además, algunas empresas solicitan aspectos puntuales diversos sobre la transferencia de archivos. No desarrollan mayor sustento.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: Ampliar a 24 horas el plazo para reporte del archivo fuente, considerará la fecha y hora del inicio de la transferencia de información.
- LUZ DEL SUR: Ampliar al siguiente día hábil para el reporte del archivo fuente, que el SIRVAN acepte formas masivas del envíos de archivo.
- EDELNOR, ENERSUR, ELECTRO UCAYALI : Ampliar a 24 horas el plazo para reporte del archivo fuente.

**Resultado:**

No Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

El plazo para la entrega de archivos fuentes esta establecido en forma expresa en la NTCSE y no puede ser modificado por este organismo.

- 12) **Numeral:5.1.6 c) Observaciones de las Empresas:** Las empresas generadoras solicitan se amplíe el plazo definido en la Base para que el

COES les entregue el informe sobre las frecuencia además del plazo que tienes estas para informar a las distribuidoras. Las principales razones son que ellas no siempre reciben el informe a tiempo además que el COES debería investigar al responsable en un plazo de 15 días.

**Sugerencia:**

- ENERSUR: El COES debe entregar el informe de frecuencia a los 10 días y los generadores a los 15 días.
- EDEGEL: Las generadoras debe entregar el informe de frecuencia a los 15 días.
- ELECTROPERU: El COES debe entregar el informe de frecuencia a los 15 días (incluye determinación de responsabilidades)

**Resultado:**

No Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Los plazos establecidos son los necesarios para que las empresas de distribución puedan calcular y reportar a OSINERGMIN los montos de compensación por frecuencia a los 20 días calendario de finalizado el mes, tal como lo dispone la NTCSE.

- 13) **Numeral:5.1.6 e). Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que existe información redúndate en el Informe Consolidado requerido, algunas toman como ejemplo el resumen compensaciones exigidos por cada localidad.

Por otro lado, consideran conveniente que el medio de envío del reporte de las planillas dependa de cada empresas (en medio magnético o en medio impreso).

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: Se debe mantener las exigencias de la actual Base Metodológica, respecto a lo requerido en el Informe Consolidado.
- LUZ DEL SUR: Propone una reducción de aspectos establecidos en la Base propuesta.
- EDELNOR: Eliminar Montos Globales de Compensación por Localidad. Adicionalmente, se debería dar alternativas para enviarlo en planillas electrónicas.
- ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: Eliminar Montos Globales de Compensación por Localidad y Mediciones pendientes de levantar la mala calidad. Adicionalmente, debería dejar como opción para enviar las planillas de medición en medio impreso o magnético.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

El pedido de información del Informe Consolidado es concordante con lo que establece el numeral 5.4.8 de la NTCSE. Así por ejemplo en este numeral textualmente establece la entrega de un "Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus Clientes".

Con respecto, al reporte de las planillas, se tomará en cuenta el pedido de las empresas.

- 14) **Numeral:5.1.6 f) Observaciones de las Empresas:** LUZ DEL SUR y EDELNOR no están de acuerdo con que la regularización de las compensaciones por los casos de Fuerza Mayor resueltos por OSINERGMIN se efectivicen al mes siguiente. Consideran que aunque se haya agotado la vía administrativa, siempre cabe la posibilidad que el Poder Judicial suspenda los efectos de las resoluciones que expide la administración pública.

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR: regularizar al término del período trimestral la compensación salvo que el poder judicial suspenda los efectos de la misma.
- EDELNOR: regularizar la compensación agotada la vía administrativa y/o judicial.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

La regularización se efectúa culminada la vía administrativa debido a que es el ámbito de actuación de OSINERGMIN.

Si la empresa decide recurrir al poder judicial afín de suspender las compensaciones, está en su derecho pero la regularización de las compensaciones no puede supeditarse esperar que la empresas tome la decisión o no de ir a la instancia judicial.

Sin embargo, a fin de uniformizar los establecidos en la NTCSE se precisarán que la regularización de las compensaciones se hará en la facturación del mes siguiente donde se concluyo la vía administrativa.

- 15) **Numeral:5.1.6 f) Observaciones de las Empresas:** Las empresas generadoras consideran que se debe incluir en la Base una exigencia a la empresa responsable de solicitar la fuerza mayor, el cual es de informar a las posibles empresas afectadas por la mala calidad y el resultado del mismo a fin de que se tenga conocimiento y se efectuó las actualizaciones correspondientes.

ELECTROPERU, considera que si el SIRVAN se muestra el estado de avance de la solicitud de fuerza mayor permitirá un comunicación efectiva a todas las empresas.

**Sugerencia:**

- GRUPO AGUAYTÍA, KALLPA: La empresa que solicita la fuerza mayor debe avisar a los posibles afectados.
- EDEGEL: La empresa que solicita la fuerza mayor debe avisar a las generadoras.
- ELECTROPERU: En el SIRVAN demostrarse el estado de avance de la solicitud de fuerza mayor.

**Resultado:**

Aceptada en parte.

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Es coherente establecer un criterio de comunicación a las empresas que puedan ser afectadas por el resultado de una solicitud de fuerza mayor.



Sin embargo, el tratamiento de las solicitudes de fuerza mayor se establece en el procedimiento N° 010-2004-OS/CD, en la modificación de este procedimiento se establece el medio de comunicación de resultado de la solicitud.

- 16) Numeral:5.1.6 g) Observaciones de las Empresas:** Las empresas generadoras consideran que para la determinación de responsabilidad por mala de tensión, es necesario que el COES se mantenga informado respecto a las mediciones que se llevan a cabo.

Dado que en muchos casos existen suministros ubicados en instalaciones de terceros y estos son los que generan la mala calidad debería establecer que los dueños responsables resarzan a los generadores.

**Sugerencia:**

- GRUPO AGUAYTÍA, KALLPA: Los 15 días para que el COES determine al responsable rige desde el momento en que se le informa sobre la mala calidad del producto.
- GRUPO CAHUA: Los dueños de las instalaciones debieran mejorar su equipamiento a fin que no genere permanentemente Mala Calidad.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se tomará en cuenta la propuesta, respecto a la comunicación al COES.

El informe del COES es el que debe de terminar al responsable, no es necesario mayor precisión sobre la acción que debería tener los dueños de la instalación.

**CALIDAD DEL SUMINISTRO**

- 17) Numeral:5.2.1 a) Observaciones de las Empresas:** HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ELECTRONORTE solicitan que el requerimiento de información asociado a la programación de interrupciones sea exclusivamente para las localidades donde se aplica la NTCSE.

EDELNOR indican que no es posible adjuntar la documentación probatoria del aviso al usuario en el plazo indicado, toda vez que las empresas cumplen con avisar al usuario en el mismo plazo (48 horas) y no les queda margen de tiempo para enviar a OSINERGMIN.

LUZ DEL SUR considera que es ilegal pedir la entrega de la documentación probatoria ni en medio magnético ni en impreso.

Por ultimo, las empresas consideran que el plazo de 24 horas establecido como máximo para que la empresa entregue la información requerida por el Supervisor es muy exigente.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: Especificar que la información que debe reportarse corresponde exclusivamente a las localidades afectas a la NTCSE.

Con respecto a al entrega de la información requerida por el Supervisor, el plazo debe ser de 3 días hábiles.

- EDELNOR: Adjuntar en medio magnético el documento que sustenta el aviso a usuario a los 2 días hábiles después del corte programado.  
Con respecto a al entrega de la información requerida por el Supervisor, el plazo debe ser de 3 días hábiles.
- LUZ DEL SUR: Eliminar exigencia de sustento de notificación. .  
Con respecto a al entrega de la información requerida por el Supervisor, el plazo debe ser de 3 días hábiles.
- ELECTRONORTE: Especificar que la información que debe reportarse corresponde exclusivamente a las localidades afectas a la NTCSE.
- ELECTROCENTRO, ENOSA: Especificar que la información que debe reportarse corresponde exclusivamente a las localidades afectas a la NTCSE.  
Con respecto a al entrega de la información requerida por el Supervisor, se debe eliminar el plazo.
- REP: Con respecto a al entrega de la información requerida por el Supervisor, el plazo debe ser de 15 días hábiles.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

La base no establece la entrega del aviso de la programación de interrupciones en localidades fuera de la NTCSE.

Sobre el plazo para la entrega de la información sustentatoria, se establecerá un plazo prudente para la entrega del mismo.

Respecto a la legalidad de requerir información probatoria, la Base esta plenamente facultada para solicitar la documentación que demuestre el aviso al usuario.

Respecto al plazo para entregar la información cuando lo requiera el Supervisor de OSINERGMIN, el plazo es razonable si se quiere efectuar una supervisión oportuna. Sin embargo, teniendo en cuenta la existencia de días no hábiles la empresa podrá, previa aprobación del supervisor, entregar la información en el siguiente día hábil.

Cabe preciar, que al actual Base establece un plazo de entrega menor (de inmediato) además que la oportunidad del pedido del supervisor corresponde a casos puntuales donde es necesario una supervisión específica.

- 18) Numeral:5.2.1 b) Observaciones de las Empresas:** Las empresas no están de acuerdo con el establecimiento de estándares mínimos sobre los avisos a los usuarios por interrupciones programadas. Ello por que consideran cada una conoce la mejor de manera de hacer efectiva la comunicación y no siempre debe ser uniforme.

LUZ DEL SUR, EDELNOR consideran que este requerimiento excede los objetivos planteados en la NTCSE, creando obligaciones no previstas en la LEY y la NTCSE.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: La comunicación debe ser por aviso radial, televisivo, periódico u otro medio que se considere conveniente.

- LUZ DEL SUR: La comunicación debe ser a través de cualquiera de los medios de comunicación que tengan a su disposición en las respectivas localidades.
- EDELNOR: Propone mantener la redacción original del Base Metodológica.
- ELECTRO SUR : El aviso del periódico debe ser de 6 cm de ancho por 15 cm de alto. El número de tandas radiales debe ser 3.
- ELECTROCENTRO:
  - Para una subestación MT/BT o salida en BT un medio de comunicación.
  - Para uno o varios alimentadores MT el dos de comunicación.
  - Para todo un sistema eléctrico o subestación de transformación tres medios de comunicación.
- ENOSA, ELECTRONORTE:
  - Para una subestación MT/BT o salida en BT un medio de comunicación local.
  - Para uno o varios alimentadores MT el un medios de comunicación masivo.
  - Para todo un sistema eléctrico o subestación de transformación dos medios de comunicación masivos.
- ELECTRO ORIENTE: La empresa define:
  - Para una subestación MT/BT o salida en BT VOLANTES.
  - Para uno o varios alimentadores MT el PERIÓDICO o RADIO.
  - Para todo un sistema eléctrico o subestación de transformación a través de TV o RADIO y PERIÓDICO.
- ELECTRO SUR ESTE: Sólo manifiesta su disconformidad.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Teniendo en cuenta la experiencia de la supervisión de los últimos años, se concluye la necesidad de establecer estándar mínimos de comunicación al usuario. A fin de que los usuarios reciban de forma efectiva y oportuna la comunicación.

Lo Base establece el procedimiento a seguir para el cumplimiento de la NTCSE. En ese sentido esta plenamente facultado a establecer las características mínimas del aviso al usuario. Cabe precisar, que no se limita el accionar de la empresa, más bien establece las características mínimas que debe de cumplirse.

Se modificará las características mínimas considerando a las empresas que propusieron algún tipo de comunicación.

- 19) **Numeral:5.2.1 c) Observaciones de las Empresas:** Las empresas distribuidoras consideran que los plazos para que las generadoras o transmisoras les informen sobre las interrupciones programadas resulta muy corto imposibilitando cumplir satisfactoriamente con el aviso a los clientes finales.

Además, EDELNOR solicita la existencia de responsabilidad civil o administrativa para quien realice una conducta omisiva o activa constitutiva de incumplimiento.

Por ultimo, algunas empresas consideran necesario extender este requerimiento a las empresas trasmisoras que se encuentran aguas abajo del punto de entrega.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, EDELNOR: Plazo para generadoras 96 horas, para transmisoras 120 horas.
- LUZ DEL SUR: Plazo para generadoras 96 horas, para transmisoras 144 horas
- ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: Considerar lo concerniente aguas abajo del punto de entrega.
- ELECTRO ORIENTE: Los plazos deben ser Generadora a Distribuidoras 96 horas. Transmisor a Generadores 108 horas.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Las empresas distribuidoras no presentan mayor sustento para la ampliación del plazo de 72 horas. Además estas empresas normalmente reciben la comunicación en un tiempo mayor, este requerimiento sólo busca establecer un tiempo crítico.

Respecto a las empresas trasmisoras ubicadas aguas abajo del punto de entrega, se considerara la propuesta.

- 20) **Numeral:5.2.1 d) Observaciones de las Empresas:** Las empresas distribuidoras consideran:

- 1.- En algunos casos es imposible comunicar la suspensión de interrupciones al usuario y al OSINERGMIN antes de la hora inicialmente programado como inicio de la interrupción.
- 2.- EDELNOR y LUZ DEL SUR consideran que es ilegal imponer la contabilización de la interrupción cuando no se cumpla con comunicar la suspensión.

Por otro lado, las empresas generadoras consideran

- 1.- Que la cancelación del mantenimiento con un aviso de una hora de anticipación no afecta a los clientes regulados pero perjudica enormemente a los clientes libres que ya coordinaron trabajos de mantenimiento o descanso de personal de turno. Se entiende que por fuerza mayor o condiciones climáticas puede suspenderse de improviso el mantenimiento, pero cuando se trata de logística deberían informar con anticipación para no incentivar la ineficiencia.
- 2.- Indican que la empresa responsable de la interrupción que no informa a tiempo se haga responsable de los resarcimientos respectivos

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: Salvo casos excepcionales, se comunicará la suspensión en un plazo máximo de 48 horas posteriores al corte programado o día hábil siguiente.
- LUZ DEL SUR: Eliminar el plazo máximo para el aviso de suspensión.
- EDELNOR: Eliminar el ultimo párrafo del numeral 5.2.1 d).
- ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: La suspensión debe ser comunicada dentro de las 24 horas siguientes o a más tardar dentro de las 12 primeras horas del primer día hábil siguiente.



- ELECTRO ORIENTE: la suspensión debe ser comunicada dentro de las 12 horas siguientes a la programada.
- ELECTRO SUR ESTE: la suspensión solo debe ser comunicada a OSINERGMIN.
- GRUPO AGUAYTÍA, KALLPA: ...la comunicación de suspensión debe ser con anticipación mínima de un día y de superar este límite sustentar el motivo del mismo.
- EDEGEL: El responsable de no haber informado a tiempo la suspensión debe hacerse cargo de los pagos que resarcimiento.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Respecto al pedido de la distribuidora,

1. La Base propuesta no modifica lo establecido en la base vigente, en el se establece que el aviso de la suspensión se debe dar antes del inicio programado de la interrupción (no impone plazos mínimos). Además, en los casos que no puedan cumplir con este requisito es posible sustentar la razón de este hecho para que no exista penalidad.

Cabe precisar que el uso del Sistemas Extranet para la suspensión permitirá una comunicación rápida y con una menor carga operativa.

2. La Base establece el procedimiento a seguir para la aplicación de la NTCSE, en ese sentido OSINERGMIN está plenamente facultado a establecer el proceso que debe seguir para suspender la interrupción previamente programada. De no cumplir con el proceso se establecerá una sanción.

Respecto al pedido de las generadoras,

Se establecerá que la empresa que suspenda la interrupción precise las razones de este hecho además de que el aviso debe ser oportuno cuando esta no se deba a factores externos no previstos.

**21) Numeral:5.2.4 f) Observaciones de las Empresas:**  
Las empresas generadoras consideran

1. Que en el informe del COES, donde se designa responsabilidad, se debe precisar si el responsable ha apelado el resultado.

2. Para el cálculo de la ENS (energía no suministrada) se debe descontar la energía de las áreas que no están afectas a la NTCSE.

3. Por último, respecto al plazo para hacer efectivo el resarcimiento, se debe considerar los casos donde se requiere que el responsable reciba un documento contable por parte de la empresa que será resarcida. ELP precisa que el plazo para hacer efectiva la factura debe de ser de 15 días tal como lo estipulada el artículo 175° del RLCE.

Las empresas distribuidoras consideran que el informe del COES debe precisar si la interrupción es por déficit de generación.

**Sugerencia:**

- GRUPO AGUAYTÍA, KALLPA: El informe del COES debe precisar si el responsable ha apelado la decisión. Asimismo, se debe retirar la energía de las zonas no afecta a la NTCSE.

Se debe incluir en el penúltimo párrafo la exigencia entregar el resarcimiento con sus cálculos justificativos correctos

- ELECTROPERU: Se debe retirar la energía de las zonas no afecta a la NTCSE y se debe especificar los clientes libres de las distribuidoras.

El plazo para hacer efectivo el resarcimiento debe ser a partir del momento en que el responsable recibe la factura por parte de la empresa que será resarcida.

- GRUPO CAHUA: El periodo de 30 días para el pago del resarcimiento deberá ser a partir de recepción de la nota contable por parte de la empresa responsable.

- EDEGEL: Se debe especificar que la forma impresa sea mediante un documento contable.

- HIDRANDINA, LUZ DEL SUR, EDELNOR, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: El informe del COES debe precisar si la interrupción es por déficit de generación.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Teniendo en cuenta que la apelación se puede dar después del informe de COES, es conveniente más bien que el COES, vía su portal comunique este hecho.

Se da por entendido que la energía corresponde a los clientes donde se aplica la NTCSE. Toda vez que la Base se aplica solo a los suministros donde se aplique la NTCSE. En caso el generador tengan divergencia con la empresa distribuidora en la aplicación de la NTCSE en un determinado punto de entrega puede venir en controversia a este organismos.

Respecto al plazo para hacer efectivo el resarcimiento, se tomará en cuenta las propuestas.

Respecto a lo requerido por las distribuidoras, la NTCSE no establece el tratamiento especial alguno para el déficit de generación.

**22) Numeral:5.2.4 j) Observaciones de las Empresas:**

Las empresas no están de acuerdo con que la regularización de las compensaciones por los casos de Fuerza Mayor resueltos por OSINERGMIN se efectivicen al mes siguiente. Consideran que aunque se haya agotado la vía administrativa, siempre cabe la posibilidad que el Poder Judicial suspenda los efectos de las resoluciones que expide la administración pública.

Además dos empresas generadoras, consideran que finalizado la vía administrativa el solicitante debe comunicar el resultado a los posibles suministradores afectados, ello con el fin de proceder a efectuar el recalcu correspondiente de compensaciones.

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR: La regularización de las compensaciones se debe efectuar al término del periodo trimestral. Se debe considerar al poder judicial como instancia de suspensión para las compensaciones
- EDELNOR: regularizar la compensación agotada la vía administrativa o judicial.
- HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: La regularización de las compensaciones se debe efectuar en forma trimestral

- ELECTRO SUR: Regularizar la compensación agotada la vía judicial.
- GRUPOAGUAYTÍA, KALLPA: Hay que considerar que existe otras vías para el proceso. Además el solicitante de la fuerza mayor, finalizado el proceso, debe comunicar el resultado a los posibles suministradores afectados.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Respecto al plazo para la regularización de compensaciones, el tema ya fue tratado en el numeral 5.1.6 g) la calidad del producto.

Respecto a lo solicitado por las generadoras, el tratamiento de la fuerza mayor se establece en el procedimiento N° 010-2004-OS/CD, en la modificación de este procedimiento se establecerá el medio de comunicación de resultado de la solicitud.

- 23) Numeral:5.2.4 k) Observaciones de las Empresas:** Las empresas no consideran justo que el tipo de cambio usado para la compensación sea el valor venta.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, EDELNOR, LUZ DEL SUR: Considerar precio promedio del valor de compra-venta.

**Resultado:**

No aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Este tema fue tratado en el tipo de cambio para la calidad del producto.

**CALIDAD COMERCIAL**

- 24) Numeral:5.3.1 a), b) Observaciones de las Empresas:** Las empresas manifiestan que la entrega de información debe estar asociada sólo a los suministros donde se aplica la NTCSE.

Además, consideran que el acceso mediante WEB a la base de datos de reclamos, requerimientos y solicitudes es complejo,

También precisan que no se ha establecido los lineamientos mínimos para el almacenamiento de la información y se está presentado duplicidad de información remitida a OSINERGMIN por otro procedimiento.

LUZ DEL SUR indica que debido al proceso propio de la atención de los reclamos es posible que se modifiquen las tipificaciones durante el proceso de atención.

**Sugerencia:**

- EDELNOR: Eliminar la exigencia de información en línea y el anexo 17.
- HIDRANDINA, LUZ DEL SUR, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: Propone la eliminación del párrafo en cual se indica las localidades fuera del ámbito de la NTCSE y el párrafo concerniente al acceso a la BD mediante WEB.

- EDECAÑETE: Sugiere reportar únicamente la información vía SIRVAN de acuerdo al formato del Anexo N° 17.
- ELECTRO SUR MEDIO: Debería señalarse: Según se detalla en el Anexo N° 12. La información NO incluye a las oficinas comerciales donde NO se aplica la NTCSE.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Considerando que la Base se aplica sólo en los lugares que están comprendidos dentro del alcance de la NTCSE, en modificará el presente numeral.

De otro lado, con relación al acceso mediante web a la base de datos de reclamos, pedidos y solicitudes, debemos indicar que según lo establecido en la NTCSE, las distribuidoras deben implementar los sistemas informáticos necesarios que permitan al Organismo efectuar el seguimiento respectivo hasta su atención final. Además debe tenerse en cuenta que los adelantos tecnológicos actuales lo permiten.

Con relación a la duplicidad en la información requerida, se precisa que las distribuidoras, siempre que se muestren todos los datos exigidos en los diferentes procedimientos, pueden de manera coordinada con OSINERGMIN, adecuar su sistema de información de manera estandarizada y exportable para cualquiera de los procesos de supervisión.

- 25) Numeral:5.3.1 c) Observaciones de las Empresas:** Las empresas manifiestan que se está requiriendo información redundante en el caso de reconexiones respecto al procedimiento N° 161-2005-OS/CD.

**Sugerencia:**

- LUZ DE SUR, EDELNOR: Dejar sin efecto esta exigencia respecto a reconexiones.
- HIDRANDINA, ENOSA: Dejar sin efecto esta exigencia respecto a reconexiones o en su defecto mantenerla, previa eliminación de su exigencia de parte del Procedimiento N° 161-2005-OS/CD.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Considerando que ya existe el procedimiento específico de supervisión N° 161-2005-OS/CD, se omitirá la tabla c) "Resumen de reconexiones" exigida en el anexo N° 12-A y el anexo N° 14.

- 26) Numeral:5.3.1 d) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran es que el pedido de desagregar el presupuesto de conexión no es concordante con lo presentado en los pliegos tarifarios por la GART – OSINERGMIN.

También considera que es necesario se contemplen mayores tiempos para la comunicación de los presupuestos, lo que permitirá mantener un equilibrio en función a los días hábiles en que las empresas laboran. EDELNOR que se incluya el plazo de notificación.



Asimismo, consideran que el plazo para ejecutar lo solicitado (nuevos suministro o ampliación de demanda) no debe contarse a partir del pago del cliente sino de que los solicitantes cumplan con las condiciones necesarias para efectuar la instalación.

Por último, las empresas consideran que se debe acompañar al presupuesto la explicación sobre las Distancias mínimas de Seguridad, requerimientos indicados en el Código Nacional de Electricidad Suministro, condiciones necesarias para su instalación o que no existan hechos actos ajenos a la concesionaria y explicar que el cumplimiento esta sujeto a que se cumpla con las condiciones indicadas.

#### Sugerencia:

- **HIDRANDINA:** el presupuesto de la conexión debe incluir solo la descripción considerada en los pliegos tarifarios publicados por la GART OSINERGMIN. Asimismo, se debe precisar que el número de días para la entrega del presupuesto es de hábiles y no calendario. También se requiere que el plazo para la ejecución del nuevo suministro o ampliación de potencia debe ser contado a partir de la fecha en que el cliente cumpla las condiciones mínimas exigidas en la normativa vigente. Por último, se debe acompañar al presupuesto la explicación sobre el cumplimiento de Distancias mínimas de Seguridad - DMS
- **LUZ DEL SUR:** El presupuesto de la conexión debe incluir solo la descripción considerada en los pliegos tarifarios publicados por la regulación de conexiones. Mantener el número de días pero precisar que son días hábiles y no calendario para la entrega del presupuesto. El plazo para ejecutar la solicitud debe ser contado a partir de la fecha en que el cliente cumpla los requisitos técnico o el pago o del otorgamiento de facilidades, lo que ocurra después
- **EDELNOR:** En todos los rubros adicionar 5 hábiles de notificación de acuerdo con el numeral 24.1 del artículo 24 de la Ley 27444. El plazo máximo para la atención de nuevo suministro o ampliación de potencia comenzará a computarse a partir de la fecha en que el interesado cumpla los requisitos y condiciones necesarias para su instalación. Adicionar en el detalle del presupuesto los aspectos planteados en la observación.
- **ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA:** el presupuesto de la conexión debe incluir solo la descripción considerada en los pliegos tarifarios publicados por la GART OSINERGMIN. Asimismo, adicionar el número de días para la entrega del presupuesto además de precisar que son días hábiles y no calendario. También solicitan que El plazo para la ejecución del nuevo suministro o ampliación de potencia debe ser contado a partir de la fecha en que el cliente cumpla las condiciones mínimas exigidas en la normativa vigente.
- Por último, se debe acompañar al presupuesto la explicación sobre el cumplimiento de Distancias mínimas de Seguridad - DMS

#### Resultado:

No aceptada

#### Evaluación de la Observación / Sugerencia:

Con relación a lo señalado por las distribuidoras

respecto a eliminar del presupuesto de la conexión el detalle de los componentes y sólo considerar los señalados en la regulación tarifaria, es preciso señalar que la información de los armados de las conexiones de los usuarios contemplan todos los materiales y equipos que forman parte de las conexiones básicas, en tal sentido para la supervisión se requiere que por lo menos, se precise la información detallada de la conexión básica instalada.

De otro lado, con relación a considerar días hábiles y no calendarios para la entrega del presupuesto y para la instalación, es pertinente aclarar que el criterio de días calendario es considerado por la NTCSE.

Con relación a la información sobre seguridad aludida por las distribuidoras, precisamos que estos aspectos son de responsabilidad de la concesionaria; por lo tanto, el aceptar el pago del presupuesto por el interesado, se entiende que las concesionarias han verificado previamente las condiciones técnicas y de seguridad y por lo tanto procede la instalación del nuevo suministro o del incremento de potencia solicitado.

Además, el proyecto de Base considera que el suministrador, en documento adjunto, precise los requisitos técnicos y condiciones de seguridad que deben cumplir las instalaciones del interesado para proceder a la ejecución de los trabajos de instalación de la nueva conexión.

#### 27) Numeral:5.3.2 Observaciones de las Empresas:

Las empresas consideran excesivo establecer que deba existir servicios higiénicos dentro los locales de atención al público, en algunos casos también consideran excesivo el uso de mobiliario de espera.

**HIDRANDINA, ELECTROCENTRO, ELECTRO-NORTE, ENOSA** menciona que la falta de espacio en las instalaciones ya edificadas no permiten el cumplimiento de este requerimiento, se incrementaría el costo de mantenimiento además de no estar reconocidos en la tarifa.

**LUZ DEL SUR**, menciona que establecer exigencia de servicios higiénicos es una competencia de los gobiernos locales y no del OSINERGMIN. **LUZ DEL SUR** implementa la infraestructura de su centro de atención en base a la normativa que cada gobierno local establece para este fin.

**EDELNOR** menciona que el requerimiento de OSINERGMIN excede sus facultades y desnaturaliza la NTCSE, dado que ella no establece este requerimiento. Además que la falta de espacio no permitiría el cumplimiento de los requerido, aumenta el costo de mantenimiento y no esta reconocidos en la tarifa

Además, las empresas consideran que el pedido de sustento para el traslado de los locales comercial es un exceso a las atribuciones de OSINERGMIN, dado que se está interviniendo en su gestión interna

#### Sugerencia:

- **HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTRO-CENTRO, ENOSA:** Retirar el término Servicios Higiénicos y en lo que respecta al traslado de los locales solo se debe comunicar de ello al OSINERGMIN
- **LUZ DEL SUR:** Retirar el termino Servicios Higiénicos y mobiliario de espera.
- **EDELNOR** Retirar el término Servicios Higiénicos y mobiliario de espera

- ELECTRO SUR ESTE: Considera que sólo se debe informar del traslado al OSINERGMIN, no teniendo que sustentarlo

**Resultado:**

No aceptado

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Los centros de atención son lugares de acceso a los usuarios y público en general; por lo tanto, es lógico y natural que las distribuidoras ofrezcan las comodidades que por el tiempo de permanencia en los locales de atención requieren los usuarios. Cabe precisar que esta disposición es concordante con lo que establece la NTCSE Rural.

En lo referido a informar sobre los traslados de locales de atención, el Organismo como responsable de la supervisión del cumplimiento de la normativa, requiere que las distribuidoras, con la finalidad de brindar una atención satisfactoria a sus usuarios, sustenten las razones que motivan tales cambios, las mejoras y beneficios que se espera conseguir en la atención de los usuarios.

- 28) **Numeral:5.3.2. a) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que no es posible cumplir con lo dispuesto por OSINERGMIN, respecto a especificar las acciones que han llevado a cabo ante una anotación en el libro de observaciones, ello por que existen casos donde el usuario que anota no especifica el número de suministro, dirección o alguna otra información que haga viable su identificación. Además, en otros casos las anotaciones están asociadas a aspectos que no ameritan respuesta por parte del concesionario.

Por último, las empresas consideran que es imposible "anotar" en el Libro de Observaciones lo actuado por ellas, debido a la falta de espacio. Además es ineficiente esta anotación por que al ser público las anotaciones pueden ser modificadas ampliadas e incluso mutiladas.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTRONORTE, ENOSA, LUZ DEL SUR, EDELNOR: Sugirieren la conveniencia de suprimir toda exigencia sobre "anotar" en dicho Libro la atención otorgada.

**Resultado:**

Aceptada en parte.

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

La redacción del numeral establece la obligación de atender las anotaciones "según corresponda", en ese sentido existirán casos donde no es posible atender al usuario cuando no sea posible identificarlo. Se precisará la redacción para que este claro este aspecto.

Sin embargo, la inclusión de las observaciones, sugerencias, pedidos o comentarios, efectuados por los usuarios a través del Libro de Observaciones corresponde a una disposición de la NTCSE; siendo necesario que se registre en dicho libro la atención que mereció tal solicitud (información ampliatoria) y la fecha de dicha atención, cuando corresponda y se cuente con la identificación plena del usuario o solicitante, para su supervisión por el Organismo.

- 29) **Numeral:5.3.2. b) Observaciones de las Empresas:** Las empresas requieren se precise que la información sobre el plazo de su sistema de reparto de facturas sólo esté afecto al ámbito de la NTCSE.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: se debe consignar que el plazo es sólo para los suministros a la NTCSE.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Considerando que la Base se aplica sólo en los lugares que están comprendidos dentro del alcance de la NTCSE, se esta acuerdo con lo expresado por la empresa.

Sin embargo, cabe precisar que al modificar los numerales 5.3.1 a), b) y c) de la Base, ya no es necesario dejar explícito esta aspecto.

- 30) **Numeral:5.3.2. c) Observaciones de las Empresas:** LUZ DEL SUR y EDELNOR precisan que el requerimiento para que el usuario puede vía WEB ver el estado de su reclamo es desproporcionado y termina siendo una inversión ineficiente.

HIDRANDINA, ELECTROCENTRO, ENOSA: Indican que para los suministros tengan acceso a su base de datos de manera segura la implementación del aplicativo WEB requiere de un año (opinión que también en parte lo tiene EDN).

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR: Eliminar la implementación del portal para verificación del cliente sobre su reclamo.
- EDELNOR: Eliminar la implementación del portal para verificación del cliente sobre su reclamo. De ejecutarse debe establecer un periodo de DOCE (12) meses para que las concesionarias implementen el sistema de atención vía Internet.
- HIDRANDINA, ELECTROCENTRO y ENOSA: Establecer un periodo de DOCE (12) meses para que las concesionarias implementen el sistema de atención vía Internet.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

La NTCSE establece que las distribuidoras deben implementar un sistema informático capaz de registrar todas las ocurrencias y pedidos auditables, que permitan al Organismo efectuar la supervisión de manera objetiva y poder efectuar su seguimiento hasta su solución final; por ello resulta justificado extender esta facilidad a los usuarios del servicio, a quienes está dirigida toda mejora en la calidad del Servicio Público que reciben.

Sobre el plazo para la adecuación, en el numeral 8.1 de la Base se establece que se debe implementar este requerimiento en el segundo semestre del 2009.

- 31) **Numeral:5.3.2. e) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que debido

a que no cuenta con el servicio de grabado de llamadas y/o servicio de fax en las centrales telefónicas y es necesario incluir en el presupuesto anual se requieren un período de implementación mínimo de un año.

Asimismo, indica que existe redundancia en el pedido de acceso WEB a la base de datos de llamadas por interrupciones, precisan que la Base ya solicita otros reportes sobre interrupciones.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, EDELNOR: La empresa debe implementar la exigencia de grabado de llamadas en un período máximo de 12 meses.
- LUZ DEL SUR: Retirar el pedido WEB sobre el acceso de OSINERGMIN a la BD de interrupciones.
- ELECTRONORTE, ENOSA: La empresa debe implementar la exigencia de grabado de llamadas en un período máximo de 12 meses. Retirar el pedido WEB sobre el acceso de OSINERGMIN a la BD de interrupciones.
- ELECTROCENTRO: La empresa debe implementar la exigencia de grabado de llamadas en un período máximo de 2 años. Retirar el pedido WEB sobre el acceso a la BD de interrupciones.
- ELECTRO SUR MEDIO: Eliminar exigencias.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Con relación a la implementación de un sistema para el grabado de las llamadas telefónicas, debe considerarse que se está aceptando su implementación hasta el segundo semestre de 2009.

Al respecto es preciso recordar que la NTCSE en sus numerales 6.1.11 y 7.2.3c) obliga a las distribuidoras a prestar servicios a los usuarios a través del medio telefónico; de lo cual deben registrarse las evidencias que permitan su verificación por el Organismo Supervisor.

**32) Numeral: 5.3.2. f) Observaciones de las Empresas:**

En general las empresas consideran que el plazo para la reposición del servicio no recogen los inconvenientes de su respectiva zona de concesión (extensión geográfica y zonas con alto índice delincinencial).

Asi mismo, la cantidad adicional de personal y recursos destinados para la atención del reclamo no estaría debidamente reconocida en la actual regulación tarifaria.

**Particularmente:**

EDELNOR indica que el promedio de atención de la empresa es de 93 minutos y que la comunicación al cliente representa un costo no contemplado en el VAD.

LUZ DEL SUR dependiendo de la interrupción se pueden superar las 5 mil llamadas lo que involucra incrementar el call center para devolver las llamadas a todos los usuarios.

EDECAÑETE comunicar al usuario en horario nocturno es complicado.

ELECTROSUR considera un costo adicional llamar al usuario cuando se trascurre dos horas de corte.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, LUZ DEL SUR, EDECAÑETE: Eliminar este inciso,
- ELECTROSUR: Eliminar exigencia de llamar al usuario cuando transcurra mas de dos horas de corte.
- EDELNOR: si la concesionaria en lapso de 4 horas no repuso el servicio eléctrico deben informa la razón de la demora al o los usuarios que lo soliciten.
- ELECTRONORTE, Incrementar las horas para la atención y tener en cuenta zonas de peligro delincinencial.

	1 suministro	1 zona
STD 2	8 horas	6 horas
STD 3	36 horas	24 horas

- ENOSA: Incrementar las horas para la atención y tener en cuenta zonas de peligro delincinencial.

	1 suministro	1 zona
STD 2	8 horas	4 horas
STD 3	36 horas	12 horas

- ELECTRO SUR MEDIO: No hay sugerencia, solo indican su disconformidad.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Considerando que la finalidad del presente numeral es que la empresa comunique de forma satisfactoria al usuario de las acciones que realizará para atender su llamada telefónica, se modificará la redacción del presente numeral para que quede explicito el objetivo.

Asimismo, en el caso que la llamada de usuario es por falta de suministro en el predio (afectación solo al predio), si la normalización del servicio no es posible después de 4 horas; la distribuidora, informará al usuario afectado, dejando constancia escrita, de las razones técnicas que imposibilitan la restitución del servicio y de la fecha y hora en que se procederá a la atención definitiva.

**33) Numeral: 5.3.3.1 Observaciones de las Empresas:**

LUZ DEL SUR considera que OSINERGMIN debe comunicar la cantidad de contrastes que debe efectuar debe ser de 45 días hábiles a fin de poder llevar cabo un planeamiento adecuado de la campaña y debe ser considerada con carácter de mínima.

ELECTRONORTE y ELECTROCENTRO consideran que los suministros que no deben tomarse en cuenta para el contraste sean los que hayan sido contrastados por NTCSE y por el Procedimiento 005-2004-OS/CD

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR: Propone 45 días hábiles y el número debe ser como mínimo.
- ELECTRONORTE: Deben retirarse para contrastar lo evaluados por NTCSE y por Procedimiento 005-2004-OS/CD de los últimos 10 años.
- ELECTROCENTRO: Deben indicarse en un ítem más el retiro de la selección los suministros contratados por NTCSE y por Procedimiento 005-2004-OS/CD.

**Resultado:**

No Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Considerando que el plazo de 30 días hábiles involucra el tiempo suficiente para que la distribuidora programe las actividades pertinentes para el cumplimiento del programa de contrastes, el plazo no será variado.

Con relación a lo manifestado de no considerar los contrastes ya efectuados por campañas anteriores y aquellos realizados por el procedimiento N° 005-2004-OS/CD, debemos manifestar que el objetivo de la evaluación de la precisión de la energía es verificar la calidad de la medición en un determinado período por lo cual es necesario contar con la totalidad de suministros, excepto los ya establecidos en la NTCSE (contrastados dentro de los 5 años o 10 semestres).

- 34) **Numeral:5.3.3.2 b) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que el tope de (3%) a los contrastes alternativos es muy bajo no es acorde con la realidad.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO: Eliminar el segundo párrafo de este inciso (mantener la regulación vigente sobre alternos).
- LUZ DEL SUR, ELECTRO SUR MEDIO: El porcentaje de alternativos debe ser del 10%.
- EDELNOR: El porcentaje de alternativos debe ser del 20%.
- ELECTRO ORIENTE: El porcentaje de alternativos debe ser del 15%.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se incrementa el porcentaje máximo de contrastes alternativos del 3% al 10%

- 35) **Numeral:5.3.3.3 a) Observaciones de las Empresas:** EDELNOR, LUZ DEL SUR y EDECAÑETE consideran que imponer un tope al número de contrastes por días es limitar innecesariamente la mejora de rendimiento para la ejecución de contrastes, además EDELNOR considera que se contraviene el art. 14° del reglamento de OSINERGMIN (principio de eficiencia y efectividad).

ELECTROCENTRO, ELECTRONORTE, HIDRANDINA, ENOSA consideran que el actual rendimiento por cuadrilla de trabajo (14) es mayor al propuesto (12).

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: ... un número de inspecciones diarias no menor a seis (6) ni mayor de catorce (14) por cuadrilla.
- LUZ DEL SUR, EDELNOR, EDECAÑETE: Se debe eliminar la cantidad máxima de contraste.
- ELECTRO SUR: De debe establecerse una cantidad en función de un jornal promedio de 8 horas (no da mayor sustento)

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Considerando que el establecimiento de la cantidad máxima de contrastes diario por cuadrilla, sería una limitante en la búsqueda de mayor eficiencias en las campañas de contrastes, se eliminará el numeral 5.3.3 a).

- 36) **Numeral:5.3.3.3 b) Observaciones de las Empresas:** Las empresas objetan la aplicación de la décimo cuarta disposición final de la NTCSE. Esta disposición estable la obligación de no manipular previamente al suministró elegido. Consideran que no es necesario establecer este punto en la Base Metodológica dado que ya esta en la NTCSE.

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR, HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO: Se debe eliminar de esta Base lo señalado en b), por estar ya especificada en la NTCSE.
- EDELNOR: Plantea que se especifique como excepción aquellos casos relacionados al artículo 90° de la LCE.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

La décimo cuarta disposición final de la NTCSE no puede ser modificada por su Base Metodológica.

Sin embargo, considerando que ya esta explicito en la NTCSE la disposición de no manipular previamente al suministró elegido, no es necesario su inclusión en la Base.

- 37) **Numeral:5.3.3.4 a) Observaciones de las Empresas:** Las empresas no están de acuerdo con el planteamiento que los días viernes, vía portal SISA, se recién se identifiquen a los suministros elegidos para ser contrastados en la siguiente semana ello por que ocasionaría el NO cumplimiento de la notificación o aviso previo de medición al cliente, para los casos de mediciones que tengan que hacerse en día lunes o martes de la siguiente semana.

EDELNOR, manifiesta que el incremento de la muestra en pequeñas industrias y/o clientes con negocios que deseen postergar el contraste ocurrirá con mayor frecuencia. En ese sentido, se solicita en estos casos una excepción de la tolerancia de un 1 día.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: Dos semanas antes se identificarán a los suministros elegidos para la semana siguiente
- LUZ DEL SUR: El 16 de cada mes anterior se identificarán a los suministros elegidos
- EDELNOR: Diez días hábiles antes del inicio de los contraste.
- A la tolerancia de 1 día respecto a lo programado se debe exceptuar los casos en los que a solicitud del usuario, se programe para una fecha posterior.
- ELECTRONORTE: ocho días antes del inicio de la semana se identificarán a los suministros elegidos.





- ELECTROCENTRO, ELECTRO SUR MEDIO: mantener lo actualmente vigente.
- ENOSA: dejar sin efecto el numeral.
- ELECTRO SUR: El día miércoles previo a la semana se debe identificar al suministro elegido.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se modificará el plazo para la identificación de los suministros, el mismo que será realizado el día martes anterior al contraste, plazo suficiente para efectuar la notificación respectiva.

Numeral:5.3.3.4 e) Observaciones de las Empresas: Algunas empresas indican que la obligación de revisar los elementos complementarios como: reductores o transductores, dispositivos horarios es un exceso.

Otra empresa indica que los medidores con estas características son de clientes industriales, los cuales no estarían dispuestos a esta revisión por que genera interrupciones.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA: Eliminar el último párrafo.
- EDELNOR: Que la revisión se sólo cuando el usuario este de acuerdo.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Al ser los elementos complementarios parte del sistema de medición, se hace necesaria su verificación, puestos que estos influyen directamente en los resultados de la medición.

Sin embargo, se omitirá esta revisión cuando el usuario documentadamente se niegue a la mencionada revisión.

- 38) **Numeral:5.3.3.4 f) Observaciones de las Empresas:** Las empresas indican que las contrastadoras aprobadas por INDECOPI tiene un formato para llenar el resultado del contrastes, que es un equivalente a la plantilla gráfico N° 02, por lo debe la referida planilla debe usarse de forma opcional.

HIDRANDINA, ENOSA y LUZ DEL SUR consideran que la firma usuario no debe ser obligatoria sino opcional.

ELECTROSUR indica que no se ha precisado las características de las etiquetas con la cual se identificará al medidor contrastado.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: El protocolo de contraste. es según formato de la empresa autorizada por INDECOPI o conforme el Gráfico N° 2.
- LUZ DEL SUR: Se utilizará e formato aprobado por INDECOPI o por el Gráfico N° 2, según corresponda.
- Finalizado el contraste se debe etiquetar al medidor contrastado, donde se identifique la campaña de contraste.

- ELECTROCENTRO: Por cada prueba realizada el Suministrador elabora un protocolo de contraste, según formato de la empresa autorizada por INDECOPI o conforme el Gráfico N° 2. Este protocolo puede ser firmado por el Cliente en señal de conocimiento de la realización de la prueba, por lo que en caso de negativa se debe dejar constancia en el mismo protocolo.
- ENOSA: La plantilla gráfico N° 02, debe ser opcional.
- ELECTROSUR: Se debe precisar si la etiqueta a usa para no crear confusión.
- ELECTRO SUR MEDIO: deben de darse las especificaciones y características de las etiquetas a emplearse en estos casos.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se modificará el numeral teniendo en cuenta que ya existe un formato de INDECOPI. Asimismo, se precisa que la Base Vigente ya establece el procedimiento cuando el usuario se niega a firmar.

De otro lado, se incluirá en el numeral correspondiente, las características mínimas de la etiqueta.

- 39) **Numeral:5.3.3.4 g) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que existen otras causas, además de las ya admitidas por la Base, que llevan a la elección de suministros alternativos. Entre zonas peligrosas, medidor inaccesible y vulneración a las condiciones del suministro, causas atribuibles a terceros, etc.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA: se debe eliminar causas admitidas.
- LUZ DEL SUR, Edelnor: tipifica una variedad de causas para la elección de alternativos.
- ELECTROCENTRO: los casos admitidos deben ser los casos ajenos a la concesionaria.
- ENOSA: se debe eliminar causas admitidas
- ELECTRO ORIENTE: los casos admitidos deben ser los casos ajenos a la concesionaria en los cuales se requiera generar un reemplazo.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se adicionará dentro de las causas para la elección de suministros alternativos, la evidencia de adulteración del medidor (esta precisado en el numeral 9 de la norma DGE de contraste del sistema de medición de energía eléctrica - RM N° 496-2005 MEM/DM) y los casos en que el usuario no lo permite.

Para ello, la concesionaria deberá presentar documentación, refrendada por autoridad competente, que sustente la imposibilidad de efectuar el contraste.

- 40) **Numeral:5.3.3.5. a) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que la entrega en medio magnético de todas las actas de contrastes es inviable por el volumen que resultará. En ese sentido, proponen que sea una muestra solamente.

Además, se debe dar la opción para entregar estas actas en medio fisco y no solamente en medio magnético.

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR: De considerarlo necesario, debe presentarse la alternativa de optar por un medio impreso o magnético, y asociado a ello se debe considerar un número viable para la entrega de documentos, que puede ser una muestra de copias físicas del 1% de los contrastes efectuados mensualmente.
- EDELNOR: Considera que debe ser enviado por meses opcionalmente en medio impreso y/ o magnético y una muestra con resumen de los resultados.
- ELECTRO SUR MEDIO: consideramos que en este Punto deben de continuarse según lo establecido en la norma actualmente vigente, la misma que determinaba que de forma semestral sea remitido copia fotostática de las fichas de contraste para la evaluación respectiva.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se modificará el numeral de tal forma que OSINERGMIN determinará el tamaño de la muestra y las actas elegidas, las cuales podrán ser enviadas en impreso o en medio magnético.

**CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO**

- 41) Numeral:5.4.2 c) Observaciones de las Empresas:** Las empresas no están de acuerdo con este numeral. Lo consideran redundante, dado que ya esta establecido en el NTCSE.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, ENOSA: Eliminar el inciso c) del numeral 5.4.2

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

La décimo cuarta disposición final de la NTCSE no puede ser modificada por su Base Metodológica.

Sin embargo, considerando que ya está explícito en la NTCSE la disposición de no manipular previamente al suministrado elegido, no es necesario su inclusión en la Base.

Además, se ha revisado el íntegro de la Base, a fin de excluir aquellos numerales o fórmulas que no requieren estar incluidos dado que están expresamente indicados en la NTCSE

- 42) Numeral:5.4.5 b) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que no es necesario actas de medición de AP. Ello obedece a la metodología óptima de capturar magnéticamente los datos de las mediciones directamente en los equipos utilizados para la medición.

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR, EDELNOR: Eliminar el párrafo del pedido del acta.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se precisará que la Acta de Medición del AP puede ser un formato impreso o archivo magnético. Lo cual es concordante con la definición del Acta de Medición del AP, establecido en la primera parte de la Base.

- 43) Numeral:5.4.5 b) Observaciones de las Empresas:** LUZ DEL SUR requiere se omita las fotos como medio probatorio para la elección de vías alternativas.

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR: Omitir entrega de fotos al final del mes.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se eliminará la exigencia de entrega de fotos, planimetrías o similares para la sustentación del uso de vías alternativas.

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS**

- 44) Numeral:6.1 a) Observaciones de las Empresas:** Las empresas consideran que no se debe Regular el grado de protección para los equipos utilizados en la aplicación de la NTCSE, ocasionaría una reducción en las alternativas de adquisición en el mercado y propiciar el monopolio de ciertas marcas y modelos.

**Sugerencia:**

- LUZ DEL SUR, EDELNOR: Eliminar el párrafo del grado mínimo de protección.
- ENERSUR: No se debería establecer el mínimo en la protección del equipo.

**Resultado:**

Aceptada

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

El grado de protección no limita la entrada de equipos portátiles. Sin embargo, se eliminará este requerimiento toda vez que se prevé también soliciten aprobación equipos no portátiles (donde no es necesario un grado de protección alto).

**DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

- 45) Numeral:8.1 Observaciones de las Empresas:** Las empresas requieren que la aplicación de nueva la Base Metodológica se inicie a partir del año 2009.

**Sugerencia:**

- HIDRANDINA, LUZ DEL SUR, EDELNOR, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ENOSA, ELECTRO SUR MEDIO: Plantea iniciar el 2do semestre de 2009...
- ELECTROSUR: Plantea iniciar el 1er semestre de 2009.

**Resultado:**

Aceptada en parte

**Evaluación de la Observación / Sugerencia:**

Se aplicará esta Base de forma escalonada. a partir del 2do semestre del 2009 se aplicara en su totalidad.

Anexo	Infraacción	Base Normativa	Sanción Pecuniaria	Sanción No Pecuniaria
6	OTROS INCUMPLIMIENTOS DE LAS NORMAS TÉCNICAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	Art. 4° de las Normas aprobadas por D.S. N° 063-2005-EM. Art. 30° del Reglamento aprobado por D.S. N° 043-2007-EM. Art. 40° del Reglamento aprobado por D.S. N° 061-2007-EM. Arts. 12° y 17° del Reglamento aprobado por D.S. N° 067-2008-EM. Art. 2° del Reglamento aprobado por D.S. N° 066-2008-EM. Art. 2° de la R.M. N° 195-2010-MEM/DG.		
	6.1. Incumplimiento de la presentación del programa de adecuación de operaciones e instalaciones en explotación.	Art. 208° del Reglamento aprobado por D.S. N° 032-2004-EM	Hasta 100 UIT	S.T.A.

Anexo	Infraacción	Base Normativa	Sanción Pecuniaria	Sanción No Pecuniaria
7	SANCIONES APPLICABLES PARA CONSUMIDORES Y/O INTERESADOS EN EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL			
	7.1. En caso el consumidor renueva o afierte el equipo de medición de suministro de Gas Natural.	Art. 72° literal e) del Reglamento aprobado por D.S. N° 042-99-EM	Hasta 100 UIT	
	7.2. En caso el consumidor diseña, construya, repare, mantenga o modifique instalaciones internas de Gas Natural, sin contar un instalador de la categoría correspondiente, inscrito y con registro vigente en el Registro de Instaladores de Gas Natural de OSINERGMIN	Art. 71° literal c) del Reglamento aprobado por D.S. N° 042-99-EM. Art. 22° de la R.C.D. N° 163-2005-OS/CD.	Hasta 100 UIT	

Anexo	Infraacción	Base Normativa	Sanción Pecuniaria	Sanción No Pecuniaria
8	SANCIONES APPLICABLES PARA USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS			
	8.1. En caso el usuario solicite el servicio de transporte, sin tener derechos sobre el gas natural que pone a disposición del concesionario.	Art. 7° de las Normas aprobadas por D.S. N° 018-2004-EM.	Hasta 100 UIT	
	8.2. Incumplimiento de las especificaciones relativas a los equipos de control de mediciones adicionales, instalados por el usuario.	Art. 15° de las Normas aprobadas por D.S. N° 018-2004-EM.	Hasta 400 UIT	
	8.3. Incumplimiento de las disposiciones relativas a los equipos reguladores de presión, en casos que la medición as tenga que hacer en el lado de la baja presión.	Art. 17° de las Normas aprobadas por D.S. N° 018-2004-EM.	Hasta 400 UIT	
	8.4. Incumplimiento de las disposiciones relativas a la conservación de registros y datos asociados a la medición.	Art. 21° de las Normas aprobadas por D.S. N° 018-2004-EM	hasta 5 UIT	

**EXPOSICIÓN DE MOTIVOS**

A través de la Resolución de Consejo Directivo N° 388-2007-OS/CD, se aprobó la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN, recogiendo las infracciones administrativas que derivan del incumplimiento de las obligaciones a cargo de los administrados que desarrollan actividades en la industria del gas natural, así como las sanciones correspondientes a dichas infracciones, conforme a la normativa vigente.

Posteriormente a la publicación de la citada resolución, se han emitido las siguientes normas: el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido y Gas Natural Licuefactado aprobado por Decreto Supremo N° 057-2008-EM; el Reglamento de la Ley N° 29163 aprobado por Decreto Supremo N° 066-2008-EM; la Resolución de Consejo Directivo N° 056-2009-OS/CD mediante la cual se aprobó el Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural; el Decreto Supremo N° 014-2010-EM, mediante el cual se modifica el Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimientos de Venta al

Público de Gas Natural Vehicular aprobado por Decreto Supremo N° 006-2005-EM.

En ese sentido, al haberse promulgado una variedad de normas que modifican la regulación de la industria del Gas Natural resulta urgente la adecuación de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 388-2007-OS/CD, y sus respectivas modificatorias; por lo que se exceptúa del requisito de prepublicación en el Diario Oficial El Peruano, en concordancia con el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.

Sobre el particular, debemos advertir que la incorporación de las normas señaladas previamente, no implica la creación de nuevos ítems en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 388-2007-OS/CD, razón por la cual no ha sido necesario realizar un estudio económico que sustente tal incorporación.

570196-1

**Aprueban modificación de la "Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" aprobada por Res. N° 616-2008-OS/CD**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 264-2010-OS/CD**

Lima, 16 de noviembre de 2010

VISTO:

El Memorando N° GFE-1725-2010 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, aprobar la modificación de la "Base

Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos"; y,

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo y las normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que según lo dispuesto por el artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, el inciso a) del artículo 5° de la Ley N° 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normativa que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario. Asimismo, el artículo 1° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, señala que este Organismo tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las ENTIDADES del SECTOR ENERGÍA velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general, cautelando la adecuada conservación del medio ambiente;

Que, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, que regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico, ha sido modificada por el Decreto Supremo N° 057-2010-EM. Esta última modificación está relacionada a las funciones del COES respecto a la determinación de responsabilidad por fallas en el sistema, así como el cálculo de las compensaciones correspondientes, y en lo referido a las causales de fuerza mayor para la exoneración de responsabilidad, entre otros. En ese sentido, el artículo 3° de este último Decreto Supremo dispuso que OSINERGMIN actualice a los cambios de la Norma Técnica la "Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 616-2008-OS/CD;

Que, en ese sentido, considerando que solamente se está adecuando la citada Base Metodológica a lo que el referido Decreto Supremo ha dispuesto, es de carácter urgente su aprobación, por lo que se la ha exceptuado del requisito de prepublicación en el Diario Oficial El Peruano, en concordancia con el artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22° y 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia General, la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Aprobar la modificación de la "Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 616-2008-OS/CD, en relación al inciso g) del numeral 5.1.6, al numeral 5.2.2., y a los incisos f) y g) del numeral 5.2.4, los cuales quedarán redactados en los siguientes términos:

#### \*5.1.6. Reporte de resultados.

(...)

#### g) Determinación de Responsabilidades

El COES asignará las responsabilidades que correspondan ante transgresiones a la calidad del producto y comunicará a los involucrados el cálculo definitivo de compensaciones (monto a resarcir por parte de los responsables), de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 3.5 de la NTCSE y considerando el procedimiento que establezca el COES, para tal fin."

\*5.2.2. Solicitud de fuerza mayor y exoneración de compensaciones por expansión o reforzamiento en redes de transmisión.

Las solicitudes de calificación como fuerza mayor, las solicitudes de exoneraciones de compensaciones por interrupciones programadas por expansión o reforzamiento en redes de transmisión y las solicitudes de exoneración por obras de gran envergadura de interés público de otros sectores serán evaluadas de acuerdo con

los procedimientos aprobados por OSINERGMIN N° 010-2004-OS/CD, 106-2010-OS/CD o los que los sustituyan."

#### \*5.2.4. Evaluación de indicadores y compensaciones

(...)

f) Cadena de pagos por mala calidad de Suministro en un punto de entrega

• El COES asignará las responsabilidades que correspondan ante transgresiones a la calidad de suministro y comunicará a los involucrados el cálculo definitivo de compensaciones (monto a resarcir por parte de el (los) responsable(s)), de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 3.5 de la NTCSE y considerando el procedimiento que establezca el COES, para tal fin.

Cuando sea aplicable, el informe técnico del COES debe precisar y sustentar fehacientemente si la interrupción está relacionada a una Congestión en Transmisión, por Falla en el Abastecimiento de Gas Natural u otro aspecto que la normativa vigente establezca como exonerado de compensaciones.

Via su página web, el COES debe comunicar si los responsables han presentado apelación a la determinación de la responsabilidad.

• En aplicación del numeral 3.1 d) de la NTCSE, finalizado el semestre de control correspondiente, el o los generadores responsables del suministro en determinado punto de entrega, 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.

Para el cálculo de las compensaciones se debe utilizar la fórmula estipulada en el numeral 6.1.8 de la NTCSE (Fórmula N° 14). Sin embargo, considerando lo establecido en el numeral mencionado, en caso el distribuidor atiende a clientes en el mismo nivel de tensión que el respectivo punto de entrega Generador – Distribuidor se debe descontar la energía de estos clientes para el cálculo del factor ENS (Energía No Suministrada).

• El resarcimiento de la compensación descrita en el párrafo anterior, debe ser asumido por el responsable debidamente identificado por el COES.

• El(los) responsable(s) debe(n) hacer efectivo el resarcimiento en un plazo máximo de 30 días calendario contados a partir de la fecha que el COES les comunique el monto respectivo.

El tipo de cambio a utilizar para el pago de resarcimientos debe ser el mismo que se utilizó en el pago de las compensaciones.

g) Cadena de pagos por interrupciones asociadas a la disposición décima tercera de la NTCSE.

• El COES asignará las responsabilidades que correspondan ante transgresiones a la calidad de suministro y comunicará a los involucrados el cálculo definitivo de compensaciones (monto a resarcir por parte de el (los) responsable(s)), de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 3.5 de la NTCSE y considerando el procedimiento que establezca el COES, para tal fin.

Cuando sea aplicable, el informe técnico del COES debe precisar y sustentar fehacientemente si la interrupción está relacionada a una Congestión en Transmisión, por Falla en el Abastecimiento de Gas Natural u otro aspecto que la normativa vigente establezca como exonerado de compensaciones.

Via su página web, el COES debe comunicar si los responsables han presentado apelación a la determinación de la responsabilidad.

• En aplicación del numeral 3.1 d) de la NTCSE, finalizado el semestre correspondiente, el(los) generador(es) responsable(s) del suministro proceden a calcular la compensación por estas interrupciones 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.

El monto a compensar se establece de acuerdo con la fórmula N° 16-C de la NTCSE.

A los cinco (5) días calendario de finalizado el mes, la Distribuidora afectada por el rechazo de carga entregará a su(s) suministrador(es), con copia al COES, la información, de ser el caso proporcionada por el sistema SCADA, de la duración individual de la interrupción (dk) por rechazo de carga en la línea o alimentador y la potencia suministrada (PK) por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga. A los diez (10) días calendario de finalizado el semestre, el(los) suministrador(es) entregarán al distribuidor en forma impresa, con copia al OSINERGMIN, el monto de la compensación por rechazo de carga (CRC).

• El(los) responsable(s) debe(n) hacer efectivo el resarcimiento en un plazo máximo de 30 días calendario contados a partir de la fecha que el COES les comunique el monto respectivo.

El tipo de cambio a utilizar para el pago de resarcimientos debe ser el mismo que se utilizó en el pago de las compensaciones."

**Artículo 2°.-** La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

**Artículo 3°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Portal del Estado Peruano y en el Portal Institucional de OSINERGMIN.

CARLOS BARREDA TAMAYO  
Vicepresidente (e) del Consejo Directivo

570194-1

## **Modifican la "Directiva para la Evaluación de Solicitudes de Calificación de Fuerza Mayor para Instalaciones de Transmisión y Distribución"**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 265-2010-OS/CD**

Lima, 16 de noviembre de 2010

VISTO:

El Memorando N° GFE-1699-2010-OS/GFE de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, aprobar la modificación de la "Directiva para la Evaluación de Solicitudes de Calificación de Fuerza Mayor para Instalaciones de Transmisión y Distribución", aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 010-2004-OS/CD.

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos el OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22° del Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 010-2004-OS/CD se aprobó la "Directiva para la Evaluación de Solicitudes de Calificación de Fuerza Mayor para Instalaciones de Transmisión y Distribución",

la cual establecía los criterios básicos para la evaluación de las solicitudes de calificación de fuerza mayor que presentadas por las empresas concesionarias ante variaciones de las condiciones del suministro eléctrico, en las instalaciones de transmisión y distribución;

Que, mediante Decreto Supremo N° 057-2010-EM, publicado en el Diario Oficial El Peruano con fecha 11 de setiembre de 2010, se modificó el inciso a) de la Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico. El artículo 3° de dicho decreto estableció que el OSINERGMIN debía adecuar sus procedimientos de fiscalización a las modificaciones establecidas por dicho dispositivo, por lo que corresponde emitir la norma modificatoria correspondiente, exceptuándola de prepublicación.

Con la opinión favorable de la Gerencia General, la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Modificar el primer párrafo del numeral 1.1, el primer y segundo párrafo del numeral 1.2, el primer párrafo del numeral 2.6 y los numerales 3.1.1 y 3.1.2 de la "Directiva para la Evaluación de Solicitudes de Calificación de Fuerza Mayor para Instalaciones de Transmisión y Distribución", en los siguientes términos:

### **1.1 Principios**

Los principios que se aplican para la evaluación de calificación como causa de fuerza mayor es que el evento que ocasionó la interrupción o variación de las condiciones del suministro eléctrico, sea de naturaleza imprevisible, irresistible, extraordinaria, o que habiendo sido previsto no pudiera ser evitado.

### **1.2 Comunicación de la interrupción a la Autoridad**

La Concesionaria debe comunicar la interrupción o variación de las condiciones del suministro eléctrico al OSINERGMIN, dentro del plazo de dos (2) días hábiles siguientes de ocurrida aquélla. Dicha comunicación deberá hacerse efectiva en forma escrita, vía mesa de partes en cualquiera de las oficinas del OSINERGMIN. Sin perjuicio de ello, la comunicación podrá ser enviada vía fax.

La citada comunicación será presentada con el asunto: "Comunicación de variación de las condiciones del suministro eléctrico por Fuerza Mayor", y deberá incluir como mínimo:

(...)

### **2.6 Hurto de conductores y/o equipos eléctricos**

Deberá ser comprobado mediante la documentación del Parte Policial en el que se precise la constatación del hecho por parte del efectivo Policial. Asimismo, se tomará en cuenta la ubicación de la instalación y las medidas preventivas adoptadas por la concesionaria.

(...)

### **3.1 Solicitud de calificación de fuerza mayor**

3.1.1 Dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrida la interrupción o variación de las condiciones del suministro eléctrico, la Concesionaria deberá presentar al OSINERGMIN, vía Mesa de Partes, la solicitud de calificación de fuerza mayor.

3.1.2 La solicitud debe estar necesariamente acompañada de la documentación probatoria pertinente indicada en el Anexo N° 01 de la Directiva.

**Artículo 2°.-** La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

**Artículo 3°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el Portal del Estado Peruano y en el Portal Institucional de OSINERGMIN.

CARLOS BARREDA TAMAYO  
Vicepresidente (e) del Consejo Directivo

570194-2

**ANEXO 12**  
**PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN DE**  
**APLICACIÓN DE LO ESTABLECIDO EN LA**  
**NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS**  
**SERVICIOS ELÉCTRICOS Y SU BASE**  
**METODOLÓGICA**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 686-2008-OS/CD**

Lima, 18 de diciembre de 2008

**VISTO:**

El Memorando N° GFE-1514-2008 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; y

**CONSIDERANDO:**

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo y las normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que según lo dispuesto por el artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, el inciso a) del artículo 5° de la Ley N° 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normativa que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario. Asimismo, el artículo 1° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, señala que OSINERGMIN tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las ENTIDADES del SECTOR ENERGÍA velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general, cautelando la adecuada conservación del medio ambiente;

Que, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico que deben cumplir las empresas eléctricas;

Que, no obstante las labores de supervisión que realiza OSINERGMIN para garantizar el cumplimiento de dicha norma es conveniente contar con un procedimiento que permita una mejor supervisión y fiscalización por parte de este organismo, razón por la que se ha elaborado el presente procedimiento;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22° y 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 686-2008-OS/CD

Con la opinión favorable de la Gerencia General, la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Aprobar el “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”, cuyo texto forma parte de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** El presente procedimiento entra en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial “El Peruano”.



## Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica

### 1. OBJETIVO

Establecer los criterios para la supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y su Base Metodológica.

### 2. ALCANCE

El presente procedimiento comprende a las empresas eléctricas en los suministros donde se aplique la NTCSE.

### 3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332 -Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos.
- Ley N° 27631 – Ley que modifica la función normativa de OSINERGMIN.
- Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM – artículos 21, 22 y 23.
- Reglamento de Supervisión de Actividades Energéticas y Mineras aprobado con Resolución de Consejo Directivo N° 324-2007-OS/CD.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM y sus respectivas modificaciones.
- Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.

### 4. GLOSARIO DE TÉRMINOS

- NTCSE :** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos  
**BM :** Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE  
**Empresa Eléctrica:** Empresa generadora, distribuidora o transmisora donde se aplica la NTCSE.  
**Sistema Informático de Recepción y Validación para la Aplicación de la NTCSE (SIRVAN):** Sistema tipo extranet que permite la transferencia de información requerida en la BM.  
**Archivos Fuentes:** Archivos en formato propio del equipo registrador de tensión donde se almacena la información de la medición, los mismos que no pueden ser modificados.

Supletoriamente se aplican las otras definiciones establecidas en la NTCSE y su BM.

### 5. SUPERVISIÓN DE LA NTCSE Y SU BASE METODOLÓGICA

#### 5.1 CALIDAD DE TENSIÓN

##### 5.1.1 ESQUEMA DE SUPERVISIÓN

Se verifica el cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE y su BM, el correcto cálculo de indicadores, el pago efectivo de compensaciones y el cumplimiento de la cadena de pagos (resarcimientos).

Para ello, se considerará la información reportada por las empresas (incluye el COES) y los resultados de la verificación que lleve a cabo OSINERGMIN a una muestra representativa.

La supervisión comprende lo siguiente:

- A) Que se lleve a cabo el número de mediciones de tensión requeridos por la NTCSE, el cual comprende:

La evaluación de la cantidad de mediciones comunicadas por la empresa en su informe consolidado (que debe ser concordante con los archivos fuentes remitidos y las planillas de medición).

La evaluación de la veracidad, mediante una muestra representativa, respecto a las mediciones que se esté llevando a cabo, lo que incluye la verificación del uso de equipos debidamente calibrados.

Para la verificación en campo se comunicará a la empresa con un día de anticipación, a fin de que asigne un representante para la inspección. El mismo día de la inspección se le comunicarán los suministros elegidos. La presencia del representante de la empresa es potestativa.

El supervisor podrá solicitar copia de la planilla de medición (gráfico 1 del anexo 19 de la BM) y el certificado de calibración del equipo utilizado. El plazo máximo para la entrega de la copia será al día hábil siguiente de solicitada. El certificado de calibración podrá ser corroborado con la empresa que realizó el servicio de calibración.

- B) Que el cálculo de indicadores y montos de compensación sea correcto. Para ello, mediante una muestra representativa, se procesarán los archivos fuentes de las mediciones de tensión y se compararán con los indicadores reportados por las empresas y los montos de compensación (incluye el cálculo de los suministros ubicados “aguas - arriba” o “aguas - abajo” de los suministros medidos, según corresponda).

Para el cálculo del indicador, se considera lo siguiente:

- Los casos donde se verifica que existe mala calidad de tensión pero la empresa no lo reportó como tal (se considera lo registrado en el anexo 7 de la BM).
- Los casos donde la empresa reporta la mala calidad con un monto de compensación incorrecto. Se compara lo reportado por la empresa (anexo 8 de la BM) respecto al monto calculado por OSINERGMIN. La desviación máxima aceptada es del 1% (del monto calculado por OSINERGMIN), con un mínimo de 0.01 dólares.
- Los casos donde la empresa reporta la mala calidad con un monto de compensación correcto para el suministro BT medido, pero no reporta las compensaciones asociadas a los suministros que se encuentran “aguas – arriba” o “aguas –abajo” de ramal BT, según corresponda (se considera lo registrado en los anexos 1 y 7 de la BM).

- C) Que se cumpla con efectuar las compensaciones por mala calidad de tensión. Para ello, se considerará la muestra de recibos que OSINERGMIN obtiene de la población mediante la aplicación del Procedimiento 193-2004-OD/CD o el que lo reemplace.

Cuando la muestra mencionada de recibos no contenga casos de compensaciones por mala calidad de tensión o se detecten irregularidades en el pago de compensaciones, se verificará la compensación a través de una muestra

representativa de casos compensados elegidos por OSINERGMIN. La empresa eléctrica en un plazo de diez (10) días hábiles, deberá entregar copias de los recibos que sustenten el pago de compensaciones.

- D) Que se cumpla la cadena de pagos por mala calidad de tensión. Para ello, se considerará una muestra representativa de los casos en los que el COES ha imputado responsabilidad por mala calidad de tensión. Se comunicará a las empresas responsables de la mala calidad a fin que en un plazo de diez (10) días hábiles, entreguen las copias de los recibos o equivalentes que sustenten el cumplimiento de la cadena de pago establecida en la NTCSE y su BM.
- E) Que el levantamiento de la mala calidad de tensión reportada por la empresa eléctrica sea veraz. Para ello, mediante una muestra representativa y con equipos registradores de tensión propios se verificará el levantamiento comunicado por la empresa.

Se comunicará a la empresa la visita de un supervisor para efectuar la verificación, con una anticipación mínima de dos (2) días hábiles. El mismo día de la visita, el supervisor asignado comunicará el suministro elegido y conjuntamente con el personal asignado por la empresa eléctrica se procederá a la instalación del equipo registrador de tensión de OSINERGMIN. La empresa debe brindar el apoyo necesario para llevar a cabo la medición, además de firmar el acta de instalación y retiro correspondiente.

La instalación del equipo de OSINERGMIN para la verificación se podrá realizar desde el término de la medición realizada por la empresa eléctrica hasta el mes siguiente del mes donde la empresa eléctrica reporta los resultados de sus mediciones (informe consolidado de calidad de producto).

### 5.1.2 CUMPLIMIENTO DEL PROCEDIMIENTO - CALIDAD DE TENSIÓN

Los indicadores siguientes se evalúan sobre la información proporcionada por la concesionaria en aplicación de la BM (incluye el COES), los criterios establecidos en la BM y los resultados de la evaluación de las muestras representativas.

Se evaluará los descargos presentados por la empresa y se excluirá los casos donde la responsabilidad no es atribuible a la empresa.

#### A) Cumplimiento del número de mediciones de tensión exigidos por la NTCSE.

Se evalúan dos factores:

- El cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas por la empresa (CMRT), que incluye la ejecución de las repeticiones de mediciones fallidas.

$$CMRT = CMTR/CTRN \times 100 (\%)$$

Donde:

CMRT: Cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas por la empresa.

CMTR: Cantidad de mediciones de tensión reportadas por la empresa, evaluadas sobre la información proporcionada por la empresa en aplicación de la BM.

CTRN: Cantidad de mediciones de tensión requeridas por aplicación de la NTCSE.

- La veracidad de las mediciones reportadas de tensión (VMRT) se evalúa sobre la información proporcionada por la concesionaria y los resultados de la supervisión de campo.

$$VMRT = MTVC/TMTE \times 100 (\%)$$

Donde:

VMRT: Veracidad de las mediciones reportadas de tensión.

MTVC: Cantidad de Mediciones de tensión donde se constató la veracidad de lo informado por la empresa.

TMTE: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó la veracidad del reporte de las mediciones de tensión.

Se considera que la empresa cumple con el número de mediciones exigidos por la NTCSE, cuando CMRT y VMRT sean iguales al 100%.

**B) Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y montos de compensaciones establecidos en la NTCSE.**

$$CCIT = CVT/TCT \times 100 (\%)$$

Donde:

CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión.

CVT: Cantidad de casos donde se verificó el correcto cálculo de indicadores y montos de compensación de tensión.

TCT: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó el cálculo de indicadores y compensaciones por mala calidad de tensión.

Se considera que la empresa cumplió con el correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por tensión cuando CCIT sea igual o mayor al 98%.

**C) Cumplimiento de la veracidad en el levantamiento de la mala calidad de tensión**

$$VLMT = CVLT/TCLE \times 100 (\%)$$

Donde:

VLMT: Veracidad al reportar el levantamiento de la mala calidad de tensión.

CVLT: Casos donde se verificó el levantamiento de la mala calidad de tensión.

TCLE: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó el levantamiento de la mala calidad de tensión.

Se considera que existe veracidad al reportar el levantamiento de la mala calidad de tensión cuando VLMT es igual al 100%.

**D) Cumplimiento del correcto pago de compensaciones.**

Este indicador se evaluará cuando la muestra de recibos utilizados por el procedimiento aprobado con Resolución 193-2004-OS/CD (o el que lo reemplace) no contenga casos de suministros compensados o en la muestra se detecte irregularidades en el pago de compensaciones.

$$CPCT = TRVT/TRET \times 100 (\%)$$

Donde:

CPCT: Cumplimiento del pago de compensaciones por mala calidad de tensión

TRVT: Total de recibos donde se verificó el correcto pago de la compensación de tensión (Se considera la nueva muestra requerida en virtud a lo estipulado en el numeral 5.1.1 c).

TRET: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó la compensación por mala calidad de tensión.

Se considera que la empresa cumplió con el correcto pago de compensaciones, cuando CPCT es igual al 100%.

#### **E) Cumplimiento de la Cadena de Pagos (resarcimientos).**

$$CCPT = TCVT/TCET \times 100 (\%)$$

Donde:

CCPT: Cumplimiento de la cadena de pagos por mala calidad de tensión.

TCVT: Total casos donde se verificó el cumplimiento cadena de pagos por mala calidad de tensión.

TCET: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó la cadena de pagos por mala calidad de tensión.

Se considera que la empresa cumplió con la cadena de pagos por mala calidad de tensión cuando CCPT es igual al 100%.

#### **F) Cumplimiento de plazos para entrega de información.**

Se considera que la empresa cumplió con los plazos para la entrega de información cuando el 100% de la información requerida haya sido entregada dentro de los plazos establecidos en la BM, con excepción de la entrega de archivos fuentes.

Para el caso de archivos fuentes, se considera que cumple con el procedimiento cuando por lo menos el 80% de las mediciones se entregan dentro de las 18 horas establecidas para la entrega de los archivos fuentes.

Para el caso del COES, se considera el plazo establecido para la entrega del Informe de Responsabilidades conforme a lo establecido por el Numeral 3.5 de la NTCSE.

#### **G) Cumplimiento del cronograma de mediciones de tensión.**

$$CCMT = MTCC/TMTC \times 100 (\%)$$

Donde:

CCMT: Cumplimiento del cronograma de mediciones de tensión

MTCC: Cantidad de mediciones de tensión que se efectúan dentro de los plazos establecidos en el cronograma (se considera las tolerancias establecidas en el numeral 5.1.4 c) de la BM).

TMTC: Total de mediciones de tensión cronogramadas.

Se considera que la empresa cumplió con el cronograma de mediciones de tensión, cuando CCMT alcanza por lo menos el 80%.

## 5.2 CALIDAD DEL SUMINISTRO.

### 5.2.1 ESQUEMA DE SUPERVISIÓN

Se verifica el correcto registro de interrupciones y cálculo de indicadores de calidad, el pago efectivo de compensaciones y el cumplimiento de la cadena de pagos (resarcimientos).

Para ello, se considerará la información reportada por las empresas (incluye el COES) y los resultados de la verificación que lleve a cabo OSINERGMIN a una muestra representativa.

La supervisión comprende lo siguiente:

- A) Que el cálculo de indicadores y montos de compensación sea correcto. Para ello, mediante una muestra representativa, se procesarán los registros de interrupciones y se verificará el correcto reporte de las interrupciones, cálculo de indicadores y monto de compensaciones.

Se seleccionará una muestra de suministros elegidos aleatoriamente, para cada uno de ellos se determinarán los indicadores de calidad del suministro y, de ser el caso, el monto de compensaciones. Para el cálculo del indicador, se considera lo siguiente:

- Los suministros seleccionados que efectuaron reclamación por falta de suministro (se considera lo registrado en el anexo 17 de la BM) y que la empresa no consideró para el cálculo de indicadores (registro de interrupciones del anexo 9).
- Los suministros seleccionados que debieron ser compensados considerando sus indicadores de calidad (calculado en base al anexo 9 de la BM) y que la empresa no consideró para la compensación (se considera el reporte del anexo 11 de la BM).
- Los suministros seleccionados que presenten compensación con un monto incorrecto. Se compara lo reportado por la empresa (anexo 11 de la BM) respecto al monto calculado por OSINERGMIN. La desviación máxima aceptada es del 1% (del monto calculado por OSINERGMIN), con un mínimo de 0.01 dólares.

- B) Que el funcionamiento de la Central de Atención Telefónica/Fax para la atención de llamadas por falta de suministro sea adecuado. Se incluye la verificación de lo dispuesto por el numeral 5.3.2 e) de la BM.

El Supervisor coordinará con algún usuario el llamado a la central telefónica a fin de verificar la correcta atención de dicha llamada.

El supervisor podrá solicitar copia en medio magnético de la llamada del usuario de determinados días a fin de evaluar la atención del usuario.

En caso de reclamos de usuarios, el supervisor verificará el cumplimiento del numeral 5.3.2 e) de la BM.

- C) Que se cumpla con efectuar las compensaciones por mala calidad de suministro y la regularización de compensaciones por solicitudes de fuerza mayor denegadas. Para ello, se considerará la muestra de recibos que OSINERGMIN obtiene de la población mediante la aplicación del Procedimiento 193-2004-OD/CD o el que lo reemplace:

Cuando la muestra mencionada de recibos no contenga casos de compensaciones por mala calidad de suministro o se detecten irregularidades en el pago de compensaciones, se verificará la compensación a través de una muestra representativa de casos compensados elegidos por OSINERGMIN. La empresa eléctrica en un plazo de diez (10) días hábiles, deberá entregar copias de los recibos que sustenten el pago de compensaciones.

- D) Que se cumpla la cadena de pagos por mala calidad de suministro. Para ello, se considerará una muestra representativa de los casos en los que el COES ha imputado responsabilidad por mala calidad de suministro. Se comunicará a las empresas responsables de la mala calidad a fin que en un plazo de diez (10) días hábiles entreguen las copias de los recibos o equivalentes, que sustenten el cumplimiento de la cadena de pago establecida en la NTCSE y su BM.

### 5.2.2 CUMPLIMIENTO DEL PROCEDIMIENTO - CALIDAD DEL SUMINISTRO

Los indicadores siguientes se evalúan sobre la información proporcionada por la concesionaria en aplicación de la BM (incluye el COES), los criterios establecidos en la BM y los resultados de la evaluación de las muestras representativas.

Se evaluará los descargos presentados por la empresa y se excluirá los casos donde la responsabilidad no es atribuible a la empresa.

- A) Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y compensaciones establecidos en la NTCSE.**

$$CCII = CVI/TCI \times 100 (\%)$$

Donde:

CCII: Correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones.

CVI: Casos donde se verificó el correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por Interrupciones.

TCI: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó el cálculo de indicadores y compensaciones por interrupciones.

Se considera que la empresa cumplió con el correcto cálculo de indicadores y compensaciones por interrupciones cuando CCII sea igual o mayor al 98%.

- B) Cumplimiento del correcto funcionamiento de la Central de Atención Telefónica/Fax para la atención de llamadas por falta de suministro.**

$$AFCT = CVCF / CECF \times 100 (\%)$$

Donde:

AFCT: Adecuado funcionamiento de su Central de Atención Telefónica/Fax para la atención de llamadas por falta de suministro

CVCF: Casos donde se verificó el correcto funcionamiento de la central de atención telefónica/Fax (incluye la verificación del cumplimiento del numeral 5.3.2 e) de la BM).

CECF: Tamaño de la muestra donde se evaluó el funcionamiento de la Central de Atención Telefónica/Fax (incluye la verificación del cumplimiento del numeral 5.3.2 e) de la BM).

Se considera que la empresa presenta un adecuado funcionamiento de su Central de Atención Telefónica/Fax para la atención de llamadas por falta de suministro, cuando AFCT es igual al 100%.

**C) Cumplimiento del correcto pago de compensaciones.**

Este indicador se evaluará cuando la muestra de recibos utilizados por el procedimiento aprobado con Resolución 193-2004-OS/CD (o el que lo reemplace) no contenga casos de suministros compensados o en la muestra se detecte irregularidades en el pago de compensaciones.

$$\text{CPCI} = \text{TRVI}/\text{TREI} \times 100 (\%)$$

Donde:

CPCI: Cumplimiento del pago de compensaciones por mala calidad de interrupciones

TRVI: Total recibos donde se verificó el correcto pago de la compensación de interrupciones (Se considera la nueva muestra requerida en virtud a lo estipulado en el numeral 5.2.1 c)).

TREI: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó la compensación por mala calidad del suministro.

Se considera que la empresa cumplió con el correcto pago de compensaciones, cuando CPCI es igual al 100%.

**D) Cumplimiento de la Cadena de Pagos (resarcimientos).**

$$\text{CCPI} = \text{TCVI}/\text{TCEI} \times 100 (\%)$$

Donde:

CCPI: Cumplimiento de la cadena de pagos por mala calidad del suministro.

TCVI: Total casos donde se verificó el cumplimiento de la cadena de pagos por mala calidad del suministro.

TCEI: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó la cadena de pagos por mala calidad del suministro.

Se considera que la empresa cumplió con la cadena de pagos, cuando CCPI es igual al 100%.

**E) Cumplimiento de plazos para entrega información.**

Se considera que la empresa cumplió con los plazos para la entrega de información cuando el 100% de la información requerida haya sido entregada dentro de los plazos establecidos en la BM.

Para el caso del COES, se considera el plazo establecido para la entrega del Informe de Responsabilidades conforme a lo establecido por el Numeral 3.5 de la NTCSE.

## 5.3 CALIDAD COMERCIAL.

### 5.3.1 ESQUEMA DE SUPERVISIÓN

Se verifica el cumplimiento a las disposiciones establecidas en la NTCSE y la BM relacionadas a los Medios a Disposición del Cliente, Trato al Cliente y Precisión de la Medida de la energía.



Para ello, OSINERGMIN:

- A) Establece los siguientes procedimientos o los que los reemplacen o complementen para la supervisión de la Calidad Comercial:

Procedimiento para la Supervisión de la Facturación, Cobranza y Atención al Usuario, aprobado por la Resolución N° 193-2004-OS/CD o el que lo reemplace.

Procedimiento para la Supervisión de las normas vigentes sobre Corte y Reconexión del Servicio Público de Electricidad, aprobado por la Resolución N° 161-2005-OS/CD o el que lo reemplace.

Además, se verificará la entrega de la información requerida por la NTCSE y su BM. Esta labor incluye la verificación del cumplimiento de plazos para la entrega de información que no esté contemplada en los procedimientos anteriormente mencionados.

- B) Verificará que se cumpla con llevar a cabo la cantidad de contrastes requeridos por la NTCSE con el uso de patrones debidamente certificados, lo cual comprende:

La evaluación de la cantidad de mediciones comunicadas por la empresa en su informe consolidado (que debe ser concordante con los reportes de resultados y las planillas de contraste).

La evaluación mediante una muestra representativa de la veracidad de las empresas respecto a los contrastes que se estén llevando a cabo, lo que incluye la verificación del uso de patrones debidamente calibrados. La verificación puede ser en el momento que se esté llevando a cabo el contraste o con posterioridad a la finalización del mismo.

Cuando el supervisor esté presente al momento del contraste verificará la correcta realización de las pruebas, las medidas de seguridad seguidas y la comunicación previa a los usuarios.

Cuando la verificación sea posterior a la fecha de contraste, se comunicará a la empresa, con dos días de anticipación, a fin de que asigne un representante para la inspección. El mismo día de la inspección se le comunicará los suministros elegidos.

- C) Verificará el correcto cálculo de indicadores de precisión de la medida mediante una muestra representativa de planillas de contraste, lo cual comprende las siguientes acciones:

Se solicitará una muestra de planillas de contraste, se procesarán los resultados mostrados en la planilla y se comparará con los resultados presentados en el anexo 18 de la BM.

Cuando se considere necesario, se elegirá una muestra de medidores que fueron evaluados en una campaña previa (donde no se excedieron las tolerancias), y mediante una empresa autorizada por INDECOPI (cuando sea posible) se verificarán los resultados de la campaña de contraste. Para ello, se avisará previamente a la empresa qué día se efectuará la medición

para que designe a un representante, otorgue las facilidades del caso para realizar el contraste y firme el acta correspondiente.

Al final de la supervisión se elaborará el acta de supervisión correspondiente, la cual debe ser firmada por el personal que designe la empresa eléctrica.

- D) Se verificará el cumplimiento del numeral 5.3.2 e) de la BM de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.1 b) del presente documento.

### 5.3.2 CUMPLIMIENTO DEL PROCEDIMIENTO CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Este indicador se evalúa sobre la información proporcionada por la concesionaria en aplicación de la BM, los criterios de cálculo establecidos en la BM y los resultados de la evaluación de las muestras representativas.

Se evaluará los descargos presentados por la empresa y se excluirá los casos donde la responsabilidad no es atribuible a la empresa.

#### A) Cumplimiento del número de contrastes exigidos por la NTCSE.

Se evalúa dos factores:

- El cumplimiento de la cantidad de contrastes requeridos por la NTCSE, en base a los contrastes reportados por la empresa (CMRC).

$$CMRC = CMCR/CCRN \times 100 (\%)$$

Donde:

CMRC: Cumplimiento de la cantidad de contrastes requeridos por la NTCSE, en base a los contrastes reportados por la empresa.

CMCR: Cantidad de contrastes reportados por la empresa, evaluados sobre la información proporcionada en aplicación de la BM.

CCRN: Cantidad de mediciones de contrastes requeridos por aplicación de la NTCSE.

- La veracidad de la ejecución de contrastes (VMRC), se evalúa sobre la información proporcionada por la concesionaria y los resultados de la supervisión de campo.

$$VMRC = MTVC/TMTE \times 100 (\%)$$

Donde:

VMRC: Veracidad de las mediciones reportadas de contraste.

MTVC: Mediciones (contrastos) verificadas en la supervisión de campo.

TMTE: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó la veracidad de la ejecución del contraste.

Se considera que la empresa cumple con el número de contrastes exigidos por la NTCSE, cuando CMRC y VMRC sean iguales al 100%.

#### B) Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores establecidos en la NTCSE.

$$CCIC = CVC/TCC \times 100 (\%)$$

Donde:

CCIC: Correcto cálculo de indicadores de precisión de la medida asociados a la campaña de contraste

CVC: Casos donde se verificó el correcto cálculo de indicadores de precisión de la medida.

TCC: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó cálculo de indicadores de precisión de la medida.

Se considera que la empresa cumplió con el correcto cálculo de indicadores asociados a la campaña de contraste cuando CCIC sea igual o mayor al 98%.

Cabe precisar que la evaluación se realiza en base al procesamiento de las planillas de contraste o, de ser el caso, mediante la campaña de verificación que lleve a cabo OSINERGMIN posteriormente a lo ejecutado por la empresa distribuidora.

**C) Cumplimiento de plazos para entrega de información.**

Se considera que la empresa cumplió con los plazos para la entrega de información cuando el 100% de la información requerida haya sido entregada dentro de los plazos establecidos en la BM.

**D) Cumplimiento de cronograma de contrastes.**

$$CCMC = \text{MCCC} / \text{TMCC} \times 100 (\%)$$

Donde:

CCMC: Cumplimiento del cronograma de mediciones de precisión de la medida (contraste).

MCCC: Cantidad de mediciones de precisión de la medida (contraste) que cumplen con el cronograma.

TMCC: Total de mediciones de precisión de la medida (contraste) cronogramadas.

Se considera que la empresa cumplió con el cronograma de precisión de la medida (contrastos), cuando CCMC alcanza por lo menos el 80%.

## **5.4 CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO**

Considerando que el artículo N° 1 del D.S. 037-2008-EM dispuso la suspensión de la aplicación de la NTCSE, en el aspecto referido a la calidad del Alumbrado Público hasta el 31 de diciembre de 2009, se ha suspendido la supervisión de dicha actividad.

Asimismo, se viene elaborando una propuesta de modificación de la NTCSE sobre la calidad del Alumbrado Público, además del respectivo procedimiento de supervisión, el que será aplicado a partir del 1 de enero de 2010.

## **6. MULTAS**

El incumplimiento de lo dispuesto en el presente procedimiento de supervisión se considerará como infracción, correspondiendo aplicar sanción de acuerdo con lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones, aprobada por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 028-2003-OS/CD y las Resoluciones que la complementen o la reemplacen.

## 7. DISPOSICIONES FINALES

**Primera:** Lo dispuesto en el presente procedimiento entrará en vigencia a partir del segundo semestre de 2009.

**Segunda:** OSINERGMIN podrá efectuar supervisiones puntuales a la Calidad de Perturbaciones, Frecuencia y otros aspectos de la NTCSE o su BM que no estén reglamentados en el presente procedimiento.

**Tercera:** OSINERGMIN podrá efectuar campañas de contraste específicas para analizar el estado de la precisión de la medida.