

**ELECTRICIDAD**

**SIGET**

No. de Asiento 2479

Superintendencia General de  
Electricidad y Telecomunicaciones

**ASIENTO DE PRESENTACION**

**Fecha y Hora**

**de Presentación:** doce de Julio de l dos mil once

( 12/07/2011 )

**Objeto** Acuerdo No. 320-E-2011, NORMAS E INTERPRETACIONES TECNICAS DE ELECTRICIDAD DE SIGET.

**Persona Receptora** Ana Beatriz Ramirez

**Código** 30001

**Cargo** Auxiliar de Registro

**Expediente**



**SIGET**

*Ana Beatriz Ramirez*

Firma y Sello

**NO. 038 LIBRO 65 PAG. 1**



**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE  
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES**

**ACUERDO No. 320-E-2011**

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES; San Salvador, a las nueve horas del día veinticuatro de junio de dos mil once.

Esta Superintendencia CONSIDERANDO QUE:

- I. Por medio del Acuerdo No. 125-E-2011 de fecha dieciocho de febrero de dos mil once, se inició el Procedimiento de Consulta y Elaboración Participativa de Normas para los Sectores de Electricidad y Telecomunicaciones, mediante la modalidad de procedimiento básico, del documento denominado "Proyecto de Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones", el cual tiene por objeto determinar los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables al control de las perturbaciones eléctricas por efecto parpadeo (flicker) y distorsión armónica.
- II. Por medio del Acuerdo No. 194-E-2011 de fecha veinticuatro de marzo de dos mil once, se prorrogó la fecha límite para que los interesados presentaran sus comentarios y observaciones al documento denominado "Proyecto de Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones", hasta el veintiséis de abril de dos mil once.
- III. En el marco de lo antes expuesto, durante el procedimiento en mención se recibieron las observaciones y comentarios de las instituciones y empresas siguientes:
  1. YOUNGONE (EL SALVADOR), S.A. DE C.V.
  2. ASOCIACIÓN SALVADOREÑA DE INGENIEROS Y ARQUITECTOS (ASIA).
  3. DELSUR, S.A. DE C.V.
  4. INSTITUTO DE INGENIEROS EN ELECTRICIDAD Y ELECTRÓNICA IEEE SECCIÓN EL SALVADOR.
  5. CAESS, S.A. DE C.V.
  6. AES CLESA Y CÍA., S. EN C. DE C.V.
  7. EEO, S.A. DE C.V.
  8. DEUSEM, S.A. DE C.V.
  9. EDESAL, S.A. DE C.V.
  10. ASOCIACIÓN SALVADOREÑA DE INDUSTRIALES (ASI).
- IV. En cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo No. 125-E-2011, el Departamento de Normas Técnicas de la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica, ambos de esta Superintendencia, elaboraron un informe que contiene el análisis de las observaciones presentadas por los participantes respecto del "Proyecto de Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones", el cual se adjunta en formato electrónico como Anexo 2 y forma parte integrante del presente acuerdo.

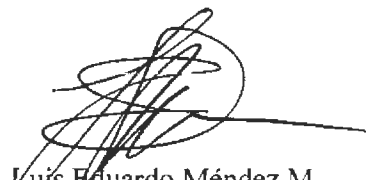
- V. Tomando en cuenta el informe relacionado en el considerando precedente, esta Superintendencia considera procedente aprobar la "Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones", en los términos expuestos por la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica en el referido documento.

POR TANTO, con fundamento en las disposiciones citadas, esta Superintendencia ACUERDA:

- a) Aprobar las modificaciones a las "Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución" y a la "Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones" de conformidad con el texto contenido en el Anexo 1, en base al Informe emitido por el Departamento de Normas Técnicas de la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica, ambos de esta Superintendencia, contenido en el Anexo 2, anexos que forman parte integrante del presente acuerdo.
- b) Notificar y Publicar.



**SIGET**

  
Luis Eduardo Méndez M.  
Superintendente

ES CONFORME CON SU ORIGINAL CON EL CUAL SE CONFRONTO	
EN	<u>San Salvador</u>
FECHA	<u>12 JUL. 2011</u>
	<u>Beatriz Ramirez</u>
	FIRMA



**SIGET**

# **SIGET**

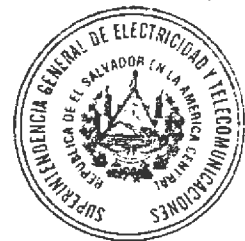
## **ANEXO 1 DEL ACUERDO No. 320-E-2011**

**Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de  
Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del  
Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones**

Junio de 2011

## ÍNDICE

1. MODIFICACIONES A LAS NORMAS DE CALIDAD .....	3
2. MODIFICACIONES A LA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO REFERENTE A LA CAMPAÑA DE PERTURBACIONES.....	18
2.1. CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS .....	18
2.2. EQUIPO DE MEDICIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS .....	20
2.3. INFORMACION A REMITIR A LA SIGET.....	21
2.4. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES.....	21
2.5. DETERMINACIÓN DE USUARIOS AFECTADOS.....	23
ANEXO N° 1.....	24
ANEXO N° 2.....	26
ANEXO N° 3.....	29
ANEXO N° 4.....	30
ANEXO N° 5.....	31
ANEXO N° 6.....	35
ANEXO N° 7.....	58



**SIGET**

## **1. MODIFICACIONES A LAS NORMAS DE CALIDAD**

A continuación se presenta la redacción final de los artículos de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución que serán modificados, así como los que serán eliminados (se muestran tachados), de conformidad a las recomendaciones contenidas en el documento denominado "Análisis de las Observaciones al Proyecto de Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones".

*Art.8. El distribuidor, dentro de su zona de servicio, estará obligado a:*

- a) Prestar a sus usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en estas Normas;*
- b) Cumplir en lo que le corresponde con lo consignado en estas Normas y procedimientos aprobados por SIGET;*
- c) Responder ante otros operadores, por el pago de las compensaciones ocasionadas por las interrupciones, distorsión armónica y/o efecto parpadeo (flicker) en sus redes de distribución, que afecten el servicio de terceros;*
- d) Mantener un archivo histórico, por un período no inferior a dos años, de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos que establecen estas Normas;*
- e) Pagar a sus usuarios las compensaciones que correspondan por deficiencias propias o presentes en sus redes de distribución, acreditándolas en la facturación de acuerdo a lo establecido en la presente normativa.*

*Art.41. El indicador del efecto parpadeo (flicker) en el sistema de distribución, deberá ser medido por el índice de severidad de efecto parpadeo de corto plazo Pst, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 o la que la sustituya.*

*El Pst deberá ser menor o igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución.*

*Art.42. Las mediciones para determinar la presencia del efecto parpadeo (flicker), serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, en puntos donde se sospeche que pueda haber inyección del efecto parpadeo o en puntos particulares requeridos por la SIGET.*

*Art.43. La SIGET determinará los puntos de verificación del nivel de efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución, designando a cada empresa distribuidora un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios; en el caso que una empresa distribuidora cuente con menos de sesenta mil (60,000) usuarios se le designará un (1) punto de verificación mensual. El número de mediciones a realizar podrá ser modificado por la SIGET, si a su juicio resultara inadecuado para el objetivo previsto, en cuyo caso, la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.*

**Art. 44.** El período de medición en cada punto de verificación del efecto parpadeo (flicker) debe ser de al menos siete (7) días calendario. Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto parpadeo para intervalos de diez (10) minutos y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

**Art. 45.** La empresa distribuidora deberá limitar la distorsión armónica de tensión en los niveles de media y baja tensión a fin de no sobrepasar los valores especificados en la Tabla N° 4 de las presentes Normas.

Las tasas de distorsión individual (TDI) y distorsión armónica total (VDAT) se determinarán porcentualmente con respecto a la componente de voltaje de la frecuencia fundamental (60 Hz) de la forma siguiente:

$$TDI = \frac{U_n}{U_1} \times 100$$

$$VDAT = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_n^2}}{U_1} \times 100$$

En donde:

TDI: Tasa de distorsión individual

VDAT: Tasa de distorsión armónica total

Un: Amplitud del voltaje de la armónica n

U1: Amplitud del voltaje a la frecuencia fundamental (60 Hz)

Los límites de distorsión armónica de tensión en media y baja tensión, no deben ser superados durante más del cinco por ciento (5 %) del período de medición, tomando en cuenta que el análisis de cumplimiento debe realizarse para cada una de las fases existentes en el punto de medición.

Tabla No. 4 – Límites de distorsión armónica de voltaje en redes de media y baja tensión

Órdenes impares no múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes impares múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes pares (n)	Tasa de distorsión individual (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3.0	21	0.2	8	0.5
17	2.0	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	0.2+1.3*25/n				
LÍMITE DE LA TASA DE DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL=8 %					

**Art. 46.** Las mediciones para determinar los niveles de distorsión armónica de tensión en las redes de distribución, serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de



subestaciones, puntos de entrega a usuarios finales, en puntos donde se sospeche que pueda haber distorsión armónica de tensión o en puntos particulares requeridos por la SIGET.

**SIGET**

**Art.47.** La SIGET determinará los puntos de verificación del nivel de distorsión armónica de tensión en las redes de distribución, designando a cada empresa distribuidora un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios; en el caso que una empresa distribuidora cuente con menos de sesenta mil (60,000) usuarios se le designará un (1) punto de verificación mensual. El número de mediciones a realizar podrá ser modificado por la SIGET, si a su juicio resultara inadecuado para el objetivo previsto, en cuyo caso, la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.

**Art.48.** El período de medición en cada punto de verificación de distorsión armónica de tensión debe ser de al menos siete (7) días calendario, realizadas en intervalos de diez (10) minutos, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya.

**Art.49.** La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través de los índices de calidad de la distorsión armónica de corriente de carga y por el índice de flicker generado por el usuario. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en cada fase del punto de entrega al usuario final, sea éste en media tensión a través de sus correspondientes transformadores de potencial y corriente o en baja tensión, de acuerdo a los parámetros siguientes:

a) Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea mayor o igual que 3.5 kW, se utilizarán los indicadores DATI y DAII definidos de la manera siguiente:

$$DATI = \sqrt{\sum_{i=2}^{25} \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100$$
$$DAII = \frac{I_i}{I_1} \times 100$$

Dónde:

DATI: Distorsión armónica total de corriente.

DAII: Distorsión armónica individual de corriente.

$I_i$ : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden  $i$ .

$I_1$ : Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

b) Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea menor que 3.5 kW, se utilizarán los indicadores  $I_i$  que se definen como la intensidad en amperios de la componente armónica de orden "i" de la corriente de carga.

**Art.50.** Los indicadores y límites de la distorsión armónica de la corriente de carga originada en las instalaciones internas de un usuario final dependerán de la potencia registrada por fase en cada intervalo de la medición realizada en el punto de entrega del usuario y del orden de la armónica correspondiente y no deberán sobrepasar los límites indicados en la Tabla No. 5 de las presentes Normas.



Tabla 5 – Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión

Orden de la armónica (n)		Potencia < 3.5 kW	Potencia ≥ 3.5 kW
		Intensidad de la Componente Armónica (amperios)	Distorsión Armónica Individual de Corriente (%)
Órdenes impares no múltiplos de 3	5	2.28	12.0
	7	1.54	8.5
	11	0.66	4.3
	13	0.42	3.0
	17	0.26	2.7
	19	0.24	1.9
	23	0.20	1.6
	25	0.18	1.6
	>25	4.5/n	0.2+0.8*25/n
Órdenes impares múltiplos de 3	3	4.60	16.6
	9	0.80	2.2
	15	0.30	0.6
	21	0.21	0.4
	>21	4.5/n	0.3
Órdenes pares	2	2.16	10.0
	4	0.86	2.5
	6	0.60	1.0
	8	0.46	0.8
	10	0.37	0.8
	12	0.31	0.4
	>12	3.68/n	0.3
Distorsión Armónica Total de Corriente (%)		—	20

Los anteriores límites y las compensaciones indicadas en el artículo 77.m no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

**Art.53.** Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya, registrando durante un período de al menos siete (7) días calendario y en intervalos de diez (10) minutos la corriente de carga, la distorsión armónica total de la corriente de carga y la distorsión armónica individual de la corriente de carga. En aquellos casos donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser tomadas por cinco horas.

**Art.54.** De los resultados obtenidos durante el control de la distorsión armónica en la etapa de régimen, la SIGET podrá determinar si es necesaria alguna modificación en la definición de los indicadores, límites u otros aspectos definidos para el control de la distorsión armónica.

**Art.55. Índice de Flicker Generado por el Usuario.** El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido en cada fase del punto de entrega del usuario final, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

A continuación se presentan los valores del índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) que no deben ser excedidos por el Usuario:



**SIGET**

**Tabla N° 6- Límites para Flicker generado por el usuario**

Carga (SI) kW	Pst
<b>Tensión: (<math>\leq 600</math> V)</b>	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
$SI > 50$	1.86
<b>Tensión: (<math>600 &lt; V &lt; 115</math> kV)</b>	
$SI / Scc \leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI / Scc \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / Scc \leq 0.04$	0.74
$SI / Scc > 0.04$	0.80

*Scc*: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]

*SI*: Potencia total máxima registrada en el periodo de medición en kW (Carga).

Los anteriores límites y las compensaciones indicadas en el artículo 77.n no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

**Art.58.** Las mediciones deberán realizarse durante un periodo de al menos siete (7) días calendario y en intervalos de diez (10) minutos usando un medidor de flicker, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.

~~**Art.59.** La impedancia de referencia de neutro (Zn) será utilizada solamente para aquellos Usuarios cuya alimentación es monofásica.~~

**Art.61.** De los resultados obtenidos durante el control del efecto parpadeo (flicker) en la etapa de régimen, la SIGET podrá determinar si es necesaria alguna modificación en la definición de los indicadores, límites u otros aspectos definidos para el control del efecto parpadeo.

**Art.77.k.** Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por efecto parpadeo cuando se compruebe que las mediciones de flicker en la red de distribución han excedido la tolerancia establecida en el artículo 41 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el periodo de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de efecto parpadeo (flicker) ha sido resuelto.

El cálculo y aplicación de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Comp_{afec} = Comp_{pert} \frac{E_{afec}}{\sum E_{afec}}$$

Donde:

$Comp_{afec}$ :	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$Comp_{pert}$ :	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.n.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
$E_{afec}$ :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{afec}$ :	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

~~Art. 77.k.1. Se define como Distorsión Penalizable de Flicker (DPFk) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión, encontrado en cada Intervalo de Medición k, por encima de la tolerancia establecida y se determina según la siguiente expresión:~~

$$DPF_k = \max \left[ 0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

Donde:

$DPFk$	<del>Es la Distorsión Penalizable de Flicker para cada Intervalo de Medición k.</del>
$P_{st}(k)$	<del>Es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k.</del>
$P_{st}$	<del>Es la tolerancia establecida para el índice de severidad de corto plazo.</del>

~~En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPF mayor que cero), se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la Compensación:~~

$$\begin{aligned} 0 < DPF_k \leq 1 & \quad CENS * (DPF_k)^2 \quad [$/kWh] \\ 1 < DPF_k & \quad CENS \quad [$/kWh] \end{aligned}$$

~~Art. 77.k.2 La compensación se calcula según la siguiente expresión:~~

$$Cp_{flik} = \sum_{k: DPF_k \leq 1} CENS * DPF_k^2 * E_{J(k)} + \sum_{k: DPF_k > 1} CENS * E_{J(k)}$$

Donde:

$Cp_{flik}$	Compensación por flicker en la tensión
$\sum_{k: DPF_k \leq 1}$	Sumatoria de registros para la $DPF_k \leq 1$



$\sum k:DPFk > 1$  ————— Sumatoria de registros para la  $DPFk > 1$

$Ej(k)$  ————— Energía registrada en cada intervalo de medición

~~CENS= Costo de Energía No Entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado correspondiente al primer día y primer mes del periodo de control evaluado.~~

~~La compensación deberá ser pagada por el Distribuidor a los usuarios afectados por el flicker, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto. Dicha compensación se aplicará en el documento de cobro subsiguiente al mes en el que se detectó el disturbio y en los siguientes meses hasta que se haya resuelto el problema.~~

~~Art. 77.k.3. Se aplicará la compensación por flicker en la tensión a partir del periodo 2008 en adelante de la etapa de régimen.~~

~~Art. 77.k.4. Solamente los usuarios afectados conectados al punto de medición donde se exceda la tolerancia de flicker, serán compensados; a excepción de aquellos que sean los que están generando el flicker y transgredan las tolerancias establecidas en el Artículo 55 de la presente Norma.~~

**Art. 77.L.** Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por distorsión armónica de tensión cuando se compruebe que las mediciones de distorsión armónica de tensión en la red de distribución han excedido las tolerancias establecidas en el artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el periodo de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de distorsión armónica de tensión en la red de distribución ha sido resuelto.

El cálculo y aplicación de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Comp_{afec} = Comp_{pert} \frac{E_{afec}}{\sum E_{afec}}$$

Donde:

$Comp_{afec}$ : Compensación a aplicar al usuario afectado.

$Comp_{pert}$ : Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.m.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado,

$E_{afec.}$	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{afec.}$	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

$$DPAVK = \frac{V_{DAT}(k) - V_{DAT}}{V_{DAT}} + \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{40} \frac{T_{DHi}(k) - T_{DHi}}{T_{DHi}}$$



~~La Compensación deberá ser pagada por el Distribuidor a los Usuarios afectados por armónicas en voltaje, una vez que se haya detectado la trasgresión a los límites de la perturbación, y hasta que la misma haya sido resuelta. Dicha compensación se aplicará en el documento de subsiguiente al mes en el que se detectó la perturbación y en los siguientes meses hasta que la misma haya sido resuelta.~~

~~Art. 77.l.3. Se aplicará la compensación por armónicas en la tensión a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.~~

~~Art. 77.l.4 Solamente los usuarios afectados conectados al punto de medición donde se exceda la tolerancia de armónicos en voltaje, serán compensados, a excepción de aquellos que sean los que están generando las armónicas, lo cual será comprobable si superan las tolerancias en armónicas de corriente establecidas en el Artículo 50 de la presente Norma.~~

*Art. 77.m. En los casos en que el distribuidor detecte que se incumplen los límites establecidos para la distorsión armónica de tensión, e identifique que alguno/s de los usuarios que se encuentran conectados a la red de media o baja tensión afectada excede/n las tolerancias establecidas en el artículo 50 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, y hayan transcurrido ciento ochenta (180) días calendario desde que se le/s notificó su incumplimiento sin haber solucionado el problema, deberá/n pagar al distribuidor una compensación o recargo, determinada en función a la distorsión penalizable individual de armónicas.*

*Art. 77.m.1. Se define como distorsión penalizable individual de armónicas (DPIAk) a la distorsión armónica de la corriente de carga, registrada en cada intervalo de medición k, que supere las tolerancias establecidas. El DPIAk deberá evaluarse para cada fase del punto de entrega al usuario final, según las siguientes expresiones:*

*a) Cuando la potencia registrada de la fase sea mayor o igual que 3.5 kW*

$$DPIAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{DATI(k) - DATI}{DATI}, \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{25} \frac{DAIII_i(k) - DAIII_i}{DAIII_i} \right]$$

*b) Cuando la potencia registrada de la fase sea menor que 3.5 kW*

$$DPIAk = \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{25} \text{Max} \left[ 0, \frac{li_i(k) - li_i}{li_i} \right]$$

*Donde:*

*DPIAk = Es la distorsión penalizable individual de armónicas para cada intervalo de medición k, considerando cada fase del punto de entrega al usuario final.*

*DATI(k) = Es la distorsión armónica total de la corriente de carga de la fase evaluada, registrada en el intervalo de medición k, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es mayor o igual que 3.5 kW.*

*DATI = Es la tolerancia para la distorsión armónica total de la corriente de carga utilizada para potencias de carga por fase mayores o iguales que 3.5 kW.*

*DAIII\_i(k) = Es la distorsión armónica individual de corriente de carga de la fase evaluada, vinculada con la componente armónica de orden "i", registrada en el intervalo de*

medición  $k$ , cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es mayor o igual que 3.5 kW.

$DAI_i =$  Es la tolerancia para distorsión armónica individual de la corriente de carga vinculada con la componente armónica de orden " $i$ ", para potencias de carga por fase mayores o iguales que 3.5 kW.

$I_i(k) =$  Es la intensidad en amperios de la componente armónica de orden " $i$ " de la corriente de carga de la fase evaluada, registrada en cada intervalo de medición  $k$ , cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es menor que 3.5 kW.

$I_i =$  Es la tolerancia para la intensidad en amperios de la componente armónica de orden " $i$ " de la corriente de carga del usuario, utilizada para potencias de carga por fase menores que 3.5 kW.

En cada intervalo ( $k$ ) en donde se verifique un valor de  $DPIA_k$  mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la compensación:

$$\begin{array}{lll} 0 < DPIA_k \leq 1 & CENS * DPIA_k^2 & (\$/kWh) \\ 1 < DPIA_k & CENS & (\$/kWh) \end{array}$$

**Art. 77.m.2.** El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora, por exceder los límites de distorsión armónica de la corriente de carga, no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora se determinará de la manera siguiente:

$$RPIA = \min \left( 0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k: DPIA_k \leq 1} CENS * DPIA_k^2 * E_{(k)} + FA * \sum_{k: DPIA_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

Donde:

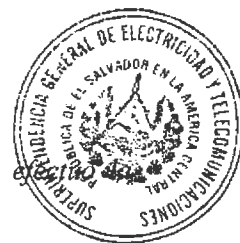
$RPIA =$  Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de distorsión armónica de la corriente de carga a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición  $k$ , excepto en los casos que dicha suma sobrepase el treinta por ciento (30%) del término  $Prom3UF$ .

$Prom3UF =$  Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

$E(k) =$  Energía correspondiente a cada fase e intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo  $k$  y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

$DPIA_k =$  Distorsión penalizable individual de armónicas para cada fase e intervalo de medición  $k$ .

$CENS =$  Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el



usuario final se encuentre clasificado durante el periodo en el cual se efectuó la medición.

$$FA = \text{Factor de ajuste} = \frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$$

**SIGET**

**Art. 77.m.3.** Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de distorsión armónica de tensión en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario o conjunto de usuarios que está generando la perturbación eléctrica, así como para la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.

En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación sobrepase los límites admisibles afecte en dicha barra o punto de interconexión, la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando distorsión armónica en las redes de distribución.

La referida notificación deberá realizarse dentro de los primeros quince (15) días calendarios contados a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos.

A partir de la notificación anterior, el operador que ha sido informado de las perturbaciones dispondrá de quince (15) días calendario para verificar mediante una medición válida realizada si existen incumplimientos en los niveles de perturbaciones en las redes de distribución y notificar los resultados al operador que le remitió la notificación. En el caso que se verifique la presencia de perturbaciones fuera de los límites admisibles en las redes de distribución, deberá iniciar la búsqueda del usuario perturbador y efectuar las acciones indicadas en las presentes normas.

En los casos que transcurridos los sesenta (60) días calendario antes mencionados, no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.

En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constata que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora remitirá a la SIGET, dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, toda la información disponible, sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada. En estos casos, la SIGET podrá designar nuevos puntos de medición a fin de identificar la fuente de la perturbación.

Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus



instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constate el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma.

La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo antes indicado de treinta (30) días calendario, el distribuidor no ha notificado los resultados al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario final, no obstante lo anterior, la aplicación del recargo podrá reanudarse si el distribuidor demuestra mediante una nueva medición que el usuario final aún no ha solventado el problema de distorsión armónica.

Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.m.2.

Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el período de solución del problema.

Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.m.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constata mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.

~~Art. 77.m.4 Cuando el Distribuidor no cumpla con el plazo de diez dos días hábiles para realizar la medición, la compensación dejará de ser efectiva de forma automática, salvo en los casos en que el distribuidor en la segunda medición vuelva a comprobar que la trasgresión a los límites de la perturbación continúa.~~

~~Art. 77.m.5. Se aplicará la compensación por distorsión armónica de la corriente de carga a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.~~

**Art. 77.n.** En los casos en que el distribuidor detecte que se incumple el límite del índice de severidad del efecto parpadeo (flicker), e identifique que alguno/s de los usuarios que se encuentran conectados a la red de media o baja tensión afectada excede/n el nivel de tolerancia establecido en el artículo 55 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, y hayan transcurrido ciento ochenta (180) días calendario desde que se le/s notificó su incumplimiento sin haber solucionado el problema, deberá/n pagar al distribuidor una compensación o recargo determinada en función de la distorsión penalizable individual de flicker.

**Art. 77.n.1.** Se define como distorsión penalizable individual de flicker (DPIFk) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada intervalo de medición k.

La distorsión penalizable individual de flicker en el intervalo de medición k, deberá evaluarse para cada fase del punto de entrega al usuario final, de la siguiente manera:



**SIGET**

$$DPIF_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{P_{stm}(k) - P_{sti}}{P_{sti}} \right]$$

Donde:

$DPIF_k$  = Es la distorsión penalizable individual de flicker, en el intervalo de medición  $k$  para cada fase del punto de entrega al usuario final.

$P_{stm}(k)$  = Es el índice de severidad de flicker de corto plazo, registrado en el intervalo de medición  $k$ , para cada fase del punto de entrega al usuario final.

$P_{sti}$  = Es la tolerancia para el índice de severidad de flicker de corto plazo, según la carga del usuario.

En cada intervalo ( $k$ ) en donde se verifique un valor de  $DPIF_k$  mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPIF_k \leq 1$	$CENS * DPIF_k^2$	(\$/kWh)
$1 < DPIF_k$	$CENS$	(\$/kWh)

**Art. 77.n.2.** El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora, por exceder los límites de efecto parpadeo (flicker), no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora se determinará de la manera siguiente:

$$RPIF = \min \left( 0.3 * \text{Prom3UF}, FA * \sum_{k: DPIF_k \leq 1} CENS * DPIF_k^2 * E_{(k)} + FA * \sum_{k: DPIF_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

Donde:

$RPIF$  = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de efecto parpadeo (flicker) a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición  $k$ , excepto en los casos que dicha suma sobrepase el 30% del término  $\text{Prom3UF}$ .

$\text{Prom3UF}$  = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

$E(k)$  = Energía correspondiente a cada fase e intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo  $k$  y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

$DPIF_k$  = Distorsión penalizable individual de flicker para cada fase e intervalo de medición  $k$ .

$CENS$  = Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final se encuentre clasificado durante el período en el cual se efectuó la medición.

$$FA = \text{Factor de ajuste} = \frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantida de registros válidos de la medición}}$$

*Art. 77.n.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de efecto parpadeo (flicker) en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario o conjunto de usuarios que está generando la perturbación eléctrica, así como para la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.*

*En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación sobrepase los límites admisibles en dicha barra o punto de interconexión, la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución.*

*La referida notificación deberá realizarse dentro de los primeros quince (15) días calendarios contados a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos.*

*A partir de la notificación anterior, el operador que ha sido informado de las perturbaciones dispondrá de quince (15) días calendario para verificar mediante una medición válida si existen incumplimientos en los niveles de perturbaciones en las redes de distribución y notificar los resultados al operador que le remitió la notificación. En el caso que verifique la presencia de perturbaciones fuera de los límites admisibles en las redes de distribución, deberá iniciar la búsqueda del usuario perturbador y efectuar las acciones consiguientes indicadas en las presentes normas.*

*En los casos que transcurridos los sesenta (60) días calendario antes mencionados, no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.*

*En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constate que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora remitirá a la SIGET dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, toda la información disponible sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada. En estos casos, la SIGET podrá designar nuevos puntos de medición a fin de identificar la fuente de la perturbación.*

*Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta*



realice una remediación que constate el cumplimiento de los límites establecidos en la norma.

La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo antes indicado de treinta (30) días calendario, el distribuidor no ha notificado los resultados al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario final, no obstante lo anterior, la aplicación del recargo podrá reanudarse si el distribuidor demuestra mediante una nueva medición que el usuario final aún no ha solventado el problema de efecto parpadeo (flicker).

Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.n.2.

Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el periodo de solución del problema.

Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.n.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constate mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.

~~Art. 77.n.3. En el caso que después de la medición se compruebe que se ha resuelto el problema, la compensación del usuario hacia el Distribuidor dejará de ser efectiva desde el día que le notificó al operador los cambios realizados a sus instalaciones.~~

~~Art. 77.n.4. Cuando el Distribuidor no cumpla con el plazo de diez dos días hábiles para realizar la medición, la compensación dejará de ser efectiva de forma automática, salvo en los casos en que el distribuidor en la segunda medición vuelva a comprobar que la trasgresión a los límites de la perturbación continúa.~~

~~Art. 77.n.5. Se aplicará la compensación por flicker generado por el usuario a partir del período 2008 en adelante de la etapa de régimen.~~

**Art.82 bis.** En el caso que previo al período de aplicación de las compensaciones por incumplimiento de los límites de distorsión armónica y efecto parpadeo, la empresa distribuidora hubiera detectado perturbaciones eléctricas en sus redes de distribución; identificado a uno o más usuarios en los que se originan las perturbaciones eléctricas observadas; informado a dichos usuarios sobre la necesidad de efectuar modificaciones o adecuaciones en sus instalaciones internas para cumplir con los parámetros de calidad establecidos en las presentes Normas; y hubiesen transcurrido más de ciento ochenta (180) días calendario desde que el usuario final hubiese sido informado de tal situación, sin que la situación hubiese sido resuelta, no serán aplicables los artículos 77.m.3 y 77.n.3, debiéndose proceder con la aplicación de los recargos correspondientes calculados mediante los artículos 77.m.2 y 77.n.2, los cuales deberán ser aplicados mensualmente a partir de la facturación correspondiente al mes en que se inicie la

*aplicación de las compensaciones y recargos relacionadas con las distorsión armónica y el efecto parpadeo.*

## **2. MODIFICACIONES A LA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO REFERENTE A LA CAMPAÑA DE PERTURBACIONES**

### **2.1. CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

La SIGET seleccionará mensualmente un (1) punto de verificación de flicker y un (1) punto de verificación de distorsión armónica de tensión por cada sesenta mil (60,000) usuarios. En caso el distribuidor no cuente al menos con sesenta mil (60,000) usuarios, éste deberá realizar al menos una (1) medición válida de efecto parpadeo (flicker) y una (1) medición válida de distorsión armónica en cada mes. Sin embargo, la SIGET podrá modificar la cantidad de puntos de medición o requerir mediciones adicionales en un período específico.

En las mediciones seleccionadas para medir la incidencia de efecto parpadeo, también se deberá medir la distorsión armónica de tensión, recíprocamente, en las mediciones seleccionadas para medir la incidencia de distorsión armónica, también se deberá medir el efecto parpadeo. No obstante lo anterior, el incumplimiento de una medición se determinará a partir de la evaluación del indicador de la campaña para la cual fue designada la medición.

La SIGET entregará a la distribuidora, con veinte (20) días hábiles de antelación al inicio de cada mes, el listado de puntos a medir mensualmente, para lo cual utilizará la planilla de datos adjunta en el Anexo N° 4 de la presente metodología.

La distribuidora deberá notificar a la SIGET con cinco (5) días hábiles de anticipación al inicio del mes de medición, la dirección y la fecha para la realización de las mediciones, para lo cual complementará la planilla de datos previamente remitida por la SIGET.

Se considerará que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo.

La SIGET con personal propio o por contratación, podrá auditar la instalación y retiro de las mediciones que realice el distribuidor.

En el caso que no resulte posible la instalación de un equipo de medición en alguno de los puntos seleccionados, la distribuidora deberá presentar dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes, la justificación correspondiente, debidamente documentada, de forma que permita a la SIGET comprobar y evaluar el caso. La SIGET notificará a la empresa distribuidora acerca de la resolución del caso. Si la situación planteada no pudiera ser comprobada o resultase inválida, la SIGET podrá exigir la realización de la medición



correspondiente, en caso contrario proporcionará un sustituto. La medición del usuario pendiente o de su sustituto, deberá ser realizada en el mes posterior a la notificación de la resolución de la justificación, constituyéndose dicho punto en una medición adicional SIGET efectuada junto con las mediciones correspondientes en ese mes.

Durante la instalación y retiro de los equipos de medición, tanto en la medición como en la remediación, en caso la hubiere, la distribuidora completará la "Planilla de Instalación y Retiro" de acuerdo al formato definido por la SIGET, en el Anexo N° 7.

La empresa distribuidora dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes, enviará a la SIGET un informe en formato digital con la información de incidencia de flicker y distorsión armónica de voltaje recolectada por medio de las mediciones de regulación de tensión realizadas en el mes anterior, el cual deberá contener los siguientes campos o columnas:

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
ID Usuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET	Texto (14)
Tarifa	tarifa del usuario según la tabla DATOS_USUARIOS	Texto (3)
MontoProm3UF	Monto promedio de las últimas tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición	Decimal
FechaInstalacion	Fecha y hora de instalación de la medición	Fecha + Hora
FechaRetiro	Fecha de retiro de la medición	Fecha + Hora
P90Pst	Percentil 90 del Pst	Decimal
P90THDV	Percentil 90 del THDV	Decimal
FInPst	Frecuencia de incumplimiento del límite Pst	Decimal
FInTHDV	Frecuencia de incumplimiento del límite THDV	Decimal

Los términos P90Pst y P90THDV se refieren al mínimo valor registrado en la medición que supere al 90% de los valores de Pst o THDV (según corresponda), considerando solamente a los registros válidos de cada medición. En el caso que se evalúe más de una fase, lo que corresponde es obtener los percentiles noventa de THDV o Pst (según corresponda) de cada fase y seleccionar al mayor entre dichos valores.

En el caso que debido a limitaciones del equipo de medición, se hubiese registrado el parámetro  $\Delta V/V$  en lugar del Pst, el término P90Pst se calculará por medio de dichos valores, es decir, considerando el mínimo valor registrado en la medición que supere al noventa por ciento (90%) de los valores de  $\Delta V/V$ . En este caso, no será aplicable el cálculo del término FInPst.

Los factores "FInPst" y "FInTHDV" se calcularán a partir de las siguientes expresiones:

$$FInPst = \frac{\text{Cantidad de registros válidos de la medición con } Pst > Pst \text{ límite}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$$

$$FInTHDV = \frac{\text{Cantidad de registros válidos de la medición con THDV} > THD \text{ límite}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$$

La SIGET con personal propio o por contratación, podrá auditar la instalación, retiro, descarga, procesamiento o cualquier otro aspecto relacionado con la medición o de la totalidad de mediciones que realice el distribuidor.

## 2.2.EQUIPO DE MEDICIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública. Asimismo, contará 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.

Las características del equipo de medición a ser utilizado para el cumplimiento de la campaña de medición se detallan en los Anexos N° 1 y N° 2 de la presente metodología.

Con una anterioridad de diez (10) días hábiles al comienzo de cada semestre, el distribuidor deberá enviar a la SIGET la base de datos que contendrá la identificación del número de serie de cada equipo, su marca, modelo y exactitud, así como las fechas de adquisición, calibración y/o ajuste que cada uno en particular haya tenido, dicha información deberá ser entregada en forma impresa y magnética.

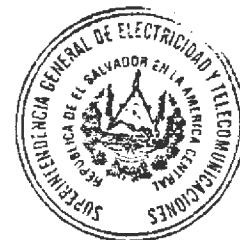
Las mediciones realizadas por medio de equipos no aprobados por la SIGET, podrán ser consideradas como no válidas por la SIGET y en ese caso, deberán ser realizadas dentro del plazo máximo de diez (10) días hábiles contados a partir de la orden que en tal sentido emita la SIGET.

En el caso que la distribuidora requiera adicionar nuevos equipos de medición, ésta deberá solicitarlo previamente, acompañando dicha solicitud de las justificaciones respectivas. La SIGET se reserva el derecho de autorizar y aprobar dichos equipos.

En caso que la distribuidora adquiera nuevos equipos para ser utilizados en las campañas de medición, ésta deberá informar las características técnicas de los mismos, así mismo deberá remitir a la SIGET el software de lectura y su licencia de uso, e informará de éstos con treinta (30) días calendario antes de su utilización.

Los certificados de calibración, ajuste o características técnicas de los equipos utilizados para la campaña de perturbaciones entre otros, deberán ser presentados en idioma español o en inglés con su respectiva traducción al español certificada por notario.

Los equipos utilizados para la campaña de medición deberán contar entre otros, con su certificado de ajuste y calibración emitido por el fabricante o por laboratorios internacionales o nacionales reconocidos y aprobados por la SIGET.



**SIGET**

### **2.3. INFORMACION A REMITIR A LA SIGET**

La distribuidora procesará la información registrada y la remitirá a la SIGET, dentro de los primeros quince (15) días hábiles del mes siguiente al de la medición, respetando las reglas de identificación indicadas en el Anexo N° 3 de la presente base metodológica. La información a remitir consiste en lo siguiente:

- a) Un informe ejecutivo mensual que contenga un resumen de los resultados obtenidos, observaciones y eventos ocurridos en el proceso de medición. Dicha información deberá ser remitida en forma impresa y magnética.
- b) Copia de los archivos de medición, tanto válidos como inválidos, sin ningún tipo de procesamiento, obtenidos al producirse el retiro del equipo o después de finalizada la medición.
- c) Un informe en formato impreso y digital de todas las mediciones y remediciones realizadas, incluyendo una copia digital de los archivos planos (formato ASCII, TXT, CSV, etc.) con las mediciones efectuadas así como también las planillas originales correspondientes a las planillas de instalación y retiro indicadas en la presente metodología.
- d) Resultados mensuales del procesamiento de todas las mediciones y remediciones efectuadas, descritas en la planilla adjunta del Anexo N° 5 de la presente metodología.

### **2.4. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES**

A los fines del procesamiento de los archivos de las mediciones de perturbaciones (flicker y armónicos), se deberán aplicar los criterios siguientes:

- a) Consideraciones generales:
  - 1. Los archivos planos (formato ASCII, TXT, CSV, etc.) deberán contener encabezado, nombrando a cada columna conforme a lo establecido en la presente metodología.
  - 2. Los parámetros eléctricos a ser medidos e informados en las mediciones, deberán ser parámetros de fase.
  - 3. Se deberán informar los voltajes, potencias, energías, flicker, corrientes y voltajes armónicos por fase.
  - 4. El archivo de la medición deberá contener los valores de las componentes fundamentales de corriente, tensión o ambas, según sea el caso.
  - 5. La tensión medida deberá ser referida al nivel de tensión de entrega entre fase y neutro, excepto que la SIGET de manera explícita lo requiera de otra manera.



6. El período mínimo de medición deberá ser de siete (7) días continuos.
- b) Se considerará que un registro es inválido siempre que se verifique alguna de las siguientes condiciones:
1. Que el período de integración del registro sea distinto de diez (10) minutos.
  2. Si entre dos registros existe un intervalo distinto de diez (10) minutos, se considerarán inválidos los dos (2) registros que limitan dicho intervalo de medición.
  3. Que los valores de tensión en cualquiera de las fases medidas en el período de medición resulten menores que el setenta por ciento (70%) del valor nominal de la tensión.
  4. Que los valores de tensión en cualquiera de las fases medidas en el período de medición resulten mayores que el ciento veinte por ciento (120%) del valor nominal de la tensión en el punto de suministro.
  5. Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado. En esta condición se identificarán los valores de tensión, potencia o energía con valores negativos o nulos, textos en campos numéricos, error en el formato de los campos de fechas y horas o que el equipo de medición registre un código de anormalidad.
  6. Que la fecha y hora de algún registro sea anterior a la fecha y hora de instalación o posterior a la fecha y hora de retiro, de acuerdo a lo informado en la planilla de instalación y retiro.
  7. Que los valores de distorsión armónicas o efecto parpadeo (flicker) sean negativos.
- c) Se considerarán como mediciones inválidas siempre que en una medición se verifique alguna de las siguientes condiciones:
1. Cantidad total de registros menor que mil ocho (1,008) o cantidad de registros válidos menor que ochocientos sesenta y cuatro (864).
  2. Inconsistencia de información entre los datos de la medición y los datos informados en la planilla de instalación y retiro.
  3. Nombre de archivo con codificación diferente a la establecida en la presente metodología.
  4. Medición con observaciones por parte de la SIGET o por quien ésta designe, durante el transcurso de la instalación y/o retiro, por causas imputables a la



distribuidora. Queda a opción de la SIGET presenciar la instalación y/o retirar de los mismos.

**SIGET**

5. Presencia de errores de datos por mal funcionamiento del equipo de medición o inconvenientes informáticos que impidan su procesamiento.
6. La falta de alguna columna de datos requerida por la presente metodología.
7. Que se presenten valores de parámetros de línea y no de fase tal como lo requiere en la presente metodología.

## **2.5.DETERMINACIÓN DE USUARIOS AFECTADOS**

En los casos en los cuales mediante una medición se demuestre que existe distorsión armónica o efecto parpadeo en las redes de distribución en niveles que superan los límites establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, la empresa distribuidora deberá identificar a todos los usuarios afectados por dichas perturbaciones, considerando para ello lo siguiente:

- a) Si la medición se realiza en los terminales secundarios de un transformador de distribución, o en el punto de entrega de un usuario con servicio en baja tensión, y se transgreden los límites establecidos de flicker, armónicos o ambos, se considerará que los usuarios afectados son todos los usuarios conectados al transformador, con excepción de aquellos usuarios que hayan sido identificados como perturbadores por sobrepasar los límites de perturbaciones establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.
- b) Si la medición se realiza a nivel de media tensión, en redes de distribución o puntos de entrega a usuarios finales, y se transgreden los límites de perturbación por flicker, armónicos o ambos, se considerará que los usuarios afectados son todos aquellos que dependen del circuito o alimentador en media tensión en donde se efectuó la medición, o al que pertenece el punto de entrega medido, con excepción de aquellos usuarios que hayan sido identificados como perturbadores.
- c) La compensación, cuando aplique, se realizará por el tipo de perturbación que se esté analizando, es decir, por efecto parpadeo (flicker), distorsión armónica, o ambas según sea el caso.

## ANEXO N° 1

### CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN PARA EL EFECTO PARPADEO (FLICKER)

En este anexo se describen los requerimientos que deberán cumplir los equipos a emplear por las empresas distribuidoras para la realización de las mediciones correspondientes a las mediciones de flicker previstas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medida de flicker para verificar los niveles de referencia definidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, Acuerdo No. 192-E-2004 o el que lo reemplace. Estas características siguen las recomendaciones dadas por la norma IEC-61000-4-15.

#### 1.1 Variables de medición

- Fluctuaciones del valor eficaz de la tensión de una fase, tanto para instalaciones trifásicas como para las monofásicas.
- La tensión siempre se mide entre fase y neutro.
- Para los efectos de calcular penalizaciones se requiere el registro simultáneo de la potencia y energía por fase y la trifásica con el nivel de perturbación.
- La medición de energía y potencia podrá realizarse con un equipo separado, en este caso, los equipos deberán estar adecuadamente sincronizados.

#### 1.2 Tipo de Equipo

- Digital conforme a las especificaciones de los bloques que lo constituyen desde el 1 hasta el 5 según la norma IEC-61000-4-15.
- Modo de operación continuo.

#### 1.3 Intervalos de acumulación de medidas:

- Intervalo de medida de corta duración: en el cual se obtiene el índice de severidad de Flicker en 10 minutos.
- Intervalo de medida de larga duración: en el cual se obtiene el índice de severidad de Flicker en 2 horas. Se determina a partir de 12 medidas consecutivas de 10 minutos.

#### 1.4 Características del circuito de entrada de tensión

- Tensiones nominales (UN): 120 o 240 V (+20% / -30%).
- Nivel de aislamiento de 2 kV rms durante un minuto, y 2 kV pico para un impulso de 1,2/50 microsegundos.
- Factor de cresta: 1,5 - 2 UN.



**SIGET**

- El transformador de entrada no debe introducir una atenuación significativa para un ancho de banda de  $\pm 25$  Hz. centrado en  $f_0$ .

#### **1.5 Almacenamiento interno**

- De al menos 7 días sin realizar descargas intermedias.

#### **1.6 Salidas**

- Interface serie o paralela para computadora que permita obtener el/los archivo/s de la medición en formato plano (ASCII, TXT, CSV, etc.).

#### **1.7 Condiciones ambientales**

- Temperatura de operación:  $0^{\circ}\text{C}$  a  $+40^{\circ}\text{C}$ .
- Humedad relativa en operación: 45% a 95%
- Presiones barométricas: 860 mbar a 1080 mbar.

#### **1.8 Tests de compatibilidad electromagnética**

- Según norma IEC-61000-4-15 o la que la reemplace.

#### **1.9 Tests de condiciones climáticas**

- Según norma IEC-61000-4-15 o la que la reemplace.

#### **1.10 Características de los transductores**

- Cuando sea necesario el empleo de transformadores de tensión o de corriente, estos deberán tener características acordes con la del instrumento.

No. 1098 LIBRO 65 PAG. 28

## ANEXO N° 2

### CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN PARA ARMÓNICAS

Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medida de armónicas para verificar los niveles de referencia, de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 61000-4-7 o la que la reemplace.

#### 2.1 Variables de medición

- Tensiones y corrientes armónicas (desde  $n=2$  hasta 40) y tasa de distorsión total de la tensión de cada fase (medición trifásica).
- La tensión y la corriente siempre se mide entre fase y neutro.
- Para los efectos de calcular penalizaciones se requiere el registro simultáneo de la potencia y energía por fase y la trifásica con los niveles de perturbación.
- La medición de potencia y energía podrá realizarse con un equipo separado, en este caso, los equipos deberán estar adecuadamente sincronizados.

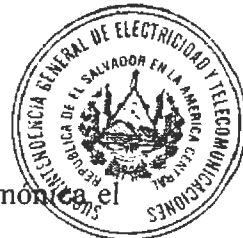
#### 2.2 Tipo de equipo

- Digital basado en la FFT (Transformada Rápida de Fourier).
- Ancho de ventana entre 0,1 y 0,5 seg. (opcional, seleccionable).
- Modo de operación continuo pudiendo existir intervalos sin medida entre ventanas consecutivas.

#### 2.3 Intervalos de acumulación de medidas

El intervalo obligatorio de medida será de corta duración, correspondiente a un período de observación de diez (10) minutos. Se debe contar con los valores eficaces de las armónicas de al menos cien (100) ventanas. En este período se toma como valor representativo de cada armónica, el valor eficaz obtenido a partir de los valores eficaces de cada ventana comprendida en el período medido (opcionalmente y para efectos informativos, se pueden clasificar los valores eficaces de cada ventana estadísticamente mediante los percentiles de 50%, 95% y 99%.)

Intervalo opcional de medida de muy corta duración: acumulación de un tiempo efectivo de medida de tres (3) segundos, (la suma de la duración de las ventanas sin considerar los intervalos sin medida debe ser de tres (3) segundos, se recomienda que el período de medida total correspondiente al período de observación, no supere los diez (10) segundos). En este período para efectos térmicos, se toma como valor representativo de cada armónico el valor eficaz obtenido a partir de los valores eficaces de cada ventana comprendida en el período medido. En



este período, para efectos instantáneos, se toma como valor representativo de cada armónica el máximo de los valores eficaces de las ventanas comprendidas en dicho período.

**SIGET**

Los valores representativos de los respectivos intervalos podrán ser obtenidos por post-procesamiento.

#### **2.4 Características de los circuitos de entrada de tensión**

- Tensiones nominales (UN): 120 o 240 V (+20% / -30%).
- Mantener precisión hasta 1.2 UN.
- Factor de cresta: 1.5 - 2 UN.
- Tensión a frecuencia industrial durante 1 seg. igual al mínimo de 4 UN o 1 kV rms.
- Consumo de potencia menor de 3 VA.

#### **2.5 Precisión**

- Clase A de acuerdo con la norma IEC 61000-4-7.
- Para la medición de energía el error total del aparato más los transformadores o pinzas corresponderá a un valor no mayor del dos por ciento (2%).

#### **2.6 Almacenamiento interno**

- De al menos 7 días sin realizar descargas intermedias.

#### **2.7 Salidas**

- Interface serie o paralela para computadora que permita obtener el/los archivo/s de la medición en formato plano (ASCII, TXT, CSV, etc.).

#### **2.8 Condiciones ambientales**

- Temperatura de operación: 0°C a +45°C.
- Humedad relativa en operación: 40% a 95%.
- Presiones barométricas: 860 mbar a 1080 mbar.

#### **2.9 Variaciones e interferencias en la tensión de alimentación**

- Las especificadas en la norma IEC 61000-4-7.

#### **2.10 Tensión de interferencia en modo común**

- Las especificadas en la norma IEC 61000-4-7.

#### **2.11 Descargas electrostáticas**

- Según norma IEC 801-2.

#### **2.12 Campos electromagnéticos**

- Según norma IEC 61000-4-7.

#### **2.13 Características de los transductores**

- Cuando sea necesario el empleo de transformadores de tensión o de corriente, estos deberán tener características acordes con las del instrumento.



### ANEXO N° 3

**SIGET**

## FORMACIÓN DEL NÚMERO SIGET Y DENOMINACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE LAS MEDICIONES

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca, por medio de nueve caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

**1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14**

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
1	Una Letra según la empresa Distribuidora: <input type="checkbox"/> CAESS. <input type="checkbox"/> CLESA. <input type="checkbox"/> DEUSEM. <input type="checkbox"/> DELSUR. <input type="checkbox"/> EEO. <input type="checkbox"/> EDESAL. <input type="checkbox"/> B&D. <input type="checkbox"/> ABRUZZO.	A B C D E F G H
2	Flicker. Armónicas.	F A
3	1° Medición. 2° Medición (1° Remedición). 3° Medición (2° Remedición), etc. Código de conteo independiente para cada punto medido	1 2 3
4	Mes de Realización de la Medición Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre. Octubre. Noviembre. Diciembre.	1 → 9 O N D
5, 6, 7 y 8	Cuatro dígitos del año	2010, 2011...
9 y 10	Dos dígitos para identificar la medición, en cada mes.	01 → 99
11	Identificación del tipo de suministro Bifilar Trifilar Trifásico	1 2 3
12	Medición para la búsqueda del usuario perturbador Otro tipo de medición	P O
13 y 14	Un dígito para identificar la medición Medición para la búsqueda del usuario perturbador Otro tipo de medición	01 → 99 00

El nombre del archivo de la medición deberá estar conformado por el número SIGET y su respectiva extensión.

Ejemplos:

Código de 1ª medición remitida por la a SIGET: AF112012012O00

Código de 1ª medición a un usuario potencialmente perturbador: AF112012012P01

Código de 2ª medición a un usuario potencialmente perturbador: AF122012012P01

Código de 1ª medición a un segundo usuario potencialmente perturbador: AF112012012P02

Código de 2ª medición en el punto remitido por la SIGET: AF212012012O00

Nº. 093 LIBRO 65 PAG. 32



### MODELO DE DATOS A ENVIAR A LA DISTRIBUIDORA

[illegible]



**SIGET**

## ANEXO N° 5

### MODELO DE DATOS PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN

#### ENVÍOS MENSUALES

La distribuidora deberá remitir mensualmente un informe ejecutivo y los archivos informáticos organizados en tablas en formato ASCII, que deberán estar denominados con la siguiente codificación, la cual permitirá su identificación en forma unívoca de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10\_NOMBRETABLA.xxx

Dígito 1: Código de identificación de la frecuencia de envío de la información.

- ☐ **M:** para identificar que la tabla es información remitida en forma mensual.

Dígito 2: Identificación del distribuidor.

- ☐ **A:** CAESS.
- ☐ **B:** CLESA.
- ☐ **C:** DEUSEM.
- ☐ **D:** DELSUR.
- ☐ **E:** EEO.
- ☐ **F:** EDESAL.
- ☐ **G:** B&D SERVICIOS TÉCNICOS.
- ☐ **H:** ABRUZZO.

Dígito 3: Código de identificación de las mediciones.

- ☐ **P:** Perturbaciones.

Dígito 4: Código del tipo de perturbación medida.

- ☐ **F:** Flicker.
- ☐ **A:** Armónicas.

Dígito 5: Código de identificación de las mediciones.

- ☐ **D:** Identifica la información enviada por la distribuidora con los resultados mensuales.

Dígito 6, 7, 8 y 9: Código de identificación del año de envío.

- ☐ Cuatro dígitos del año.

Dígito 10: Código de identificación del mes de envío.

- El mes utilizando el en formato siguiente:

Del 1 al 9 para los meses de enero a septiembre, O para octubre, N para noviembre y D para diciembre.

Nombre de la Tabla	Descripción del Contenido
PLANILLA INSTALACION	Datos de la Planilla Instalación/Retiro.
DATOS PROCESAMIENTO	Datos Procesamiento de las mediciones.

Los campos de los registros informados en dichas tablas deberán estar delimitados por el separador de campo PIPE (|). Asimismo como final de línea se debe utilizar CrLf.

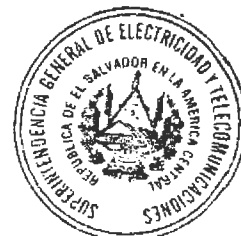
Se deben informar la totalidad de los campos, aunque algunos de ellos no contengan datos, en cuyo caso quedarán vacíos y respetando el orden establecido en las tablas descritas.

A fin de uniformizar los formatos, se establecen los siguientes:

Fecha y Fecha + Hora, los mismos deberán ser presentados en el formato: dd/mm/aaaa; dd/mm/aa hh:mm.

Ejemplo: Fecha 27/08/2010; Fecha + Hora 27/08/2010 13:08.

El campo decimal será informado con dos decimales.



**TABLA: PLANILLA\_INSTALACION** (Datos planilla Instalación y Retiro)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO	SIGET
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)	
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realiza la medición	Texto (30)	
IDCentro	Nombre del centro de transformación o punto en donde se realiza la medición asociado al usuario o punto medido.	Texto (25)	
Tarifa	Tipo de tarifa asignada al usuario, o la tarifa GLOBAL reportada en la tabla CARGO ENERGIA cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.	Texto (8)	
SCC3F	Capacidad de corto circuito trifásica del sistema en el punto de medición (kW)	Decimal	
SCC1F	Capacidad de corto circuito monofásica del sistema en el punto de medición (kW)	Decimal	
Direccion	Dirección en donde se instaló el equipo de medición.	Texto (25)	
TipoInstalacion	Tipo de instalación (M: Monofásica, B: Bifásica, T: Trifásica)	Texto (1)	
TipoUsuario	Urbano (U), Rural (R), Aislado (A)	Texto (1)	
TensionServicio	Tensión nominal de servicio [en Voltios].	Entero	
IDEquipo	Código que identifica del equipo registrador de calidad.	Texto (15)	
IDMedidorUsuario	Código que identifica al medidor de energía del usuario	Texto (20)	
FechaInstalación	Fecha y Hora de la colocación del equipo de registro.	Fecha y Hora	
FechaRetiro	Fecha y Hora del retiro del equipo de registro.	Fecha y Hora	
Energialn	Lectura inicial del medidor de energía del usuario, o el valor de cero (0) cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.	Decimal	
EnergiaFin	Lectura final del medidor de energía del usuario, o el valor total de la energía registrada en el equipo de medición cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.	Decimal	
Observación	Observaciones en la colocación y/o retiro del equipo.	Texto (250)	
RTP	Relación de transformación de los transformadores de potencial	Entero	

RTC	Relación de transformación de los transformadores de corriente	Entero
-----	--	--------

El campo tarifa corresponde con las indicadas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

**TABLA: DATOS\_PROCESAMIENTO** (Datos de procesamiento de todas las mediciones)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realiza la medición	Texto (30)
Estado	Status del resultado del procesamiento del archivo de la medición de acuerdo a la codificación establecida en la tabla siguiente.	Texto (3)
RegistrosTotales	Cantidad de registros totales de la medición.	Entero
RegistrosValidos	Cantidad total de registros válidos.	Entero
RegistrosInvalidos	Total de registros inválidos.	Entero
EnergiaFT	Energía total fuera de las tolerancias establecidas.	Decimal
MedValida	Sí (1), No (0)	Entero
Penalizacion	Penalización por Flicker (F), por armónicos (A), por Flicker y Armónicos (FA), sin penalización (SP)	Texto (2)
ComPenF	Monto de compensación por Flicker (US / \$)	Decimal
ComPenA	Monto de compensación por Armónicos (US / \$)	Decimal
ComPenTotal	Monto de compensación total (Flicker + Armónicos)(US / \$)	Decimal

ESTADO	DESCRIPCIÓN
000	Archivos en los cuales NO se han detectado problemas en suprocesamiento.
001	Archivos en los cuales la cantidad de períodos válidos de 10 minutos es menor a 1008 (7 días).
002	Archivos en los cuales la cantidad de períodos válidos de 10 minutos es menor o igual a 864 (6 días).
003	Archivos que no pudieron ser extraídos del equipo de medición.
004	Archivos en los que se verifican errores de datos por mal funcionamiento del equipo de medición o inconvenientes informáticos, que impiden su procesamiento.

El contenido de los campos ComPenF, ComPenA y ComPenTotal, deberán ser reportados como valores nulos cuando no se haya identificado al usuario perturbador, una vez identificado, se deberán reportar los valores correspondientes.



## ANEXO N° 6

### CONTENIDO DE LOS ARCHIVOS DE MEDICIÓN DE PERTURBACIONES **SIGET** FLICKER Y ARMÓNICOS

A continuación se establecen los campos que deberán contener los archivos de mediciones de Armónicos y Flicker. Las mediciones de Armónicos y Flicker se deberán realizar en puntos o usuarios diferentes.

Para la presentación y procesamiento de los archivos de perturbaciones por armónicos y Flicker, se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ El THD en tensión o corriente se calculará respecto de la fundamental.
- ✓ Los voltajes, corrientes, potencias y energías se medirán por fase.
- ✓ Se deberá informar la totalidad de los campos.
- ✓ Los voltajes y corrientes requeridos deberán ser referidos a nivel primario en caso se realice la medición en forma indirecta (utilizando transformadores de corriente y potencial).
- ✓ En los casos en que se utilicen transformadores de corriente y potencial, y se evalúe el flicker generado por el usuario, también se requiere de mediciones de flicker en la red secundaria del usuario final.
- ✓ Las componentes fundamentales y armónicas de la tensión y corriente deberán ser presentadas en voltios y amperios respectivamente.
- ✓ El THD de tensión o corriente y el PST se medirá por fase.

#### 7.1 Distorsión armónica de la tensión

Campos requeridos en el archivo de medición de la distorsión armónica en tensión.

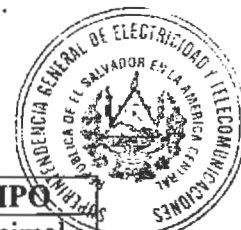
##### 7.1.1 Medición bifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h2_L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V_h3_L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V_h4_L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V_h5_L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V_h6_L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V_h7_L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V_h8_L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V_h9_L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal

### 7.1.2 Medición trifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
W T	Potencia total medida en W	Decimal
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h1 L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V h2 L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V h2 L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V h3 L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V h3 L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V h4 L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V h4 L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V h5 L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V h5 L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V h6 L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V h6 L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V h7 L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V h7 L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V h8 L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V h8 L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V h9 L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V h9 L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V h10 L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V h10 L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V h11 L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V h11 L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V h12 L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V h12 L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V h13 L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V h13 L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V h14 L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V h14 L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V h15 L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V h15 L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V h16 L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V h16 L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V h17 L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V h17 L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V h18 L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V h18 L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V h19 L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V h19 L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V h20 L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V h20 L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V h21 L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V h21 L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal



CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV_L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST_L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal

### 7.1.3 Medición trifásica

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh_L3	Energía medida en L3, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W_L3	Potencia promedio medida en L3, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V_h1_L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V_h1_L3	Voltaje fundamental de fase en L3, en voltios	Decimal
V_h2_L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V_h2_L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V_h2_L3	Voltaje del armónico 2 en L3, en voltios	Decimal
V_h3_L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V_h3_L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V_h3_L3	Voltaje del armónico 3 en L3, en voltios	Decimal
V_h4_L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V_h4_L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V_h4_L3	Voltaje del armónico 4 en L3, en voltios	Decimal
V_h5_L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h5_L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V_h5_L3	Voltaje del armónico 5 en L3, en voltios	Decimal
V_h6_L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V_h6_L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V_h6_L3	Voltaje del armónico 6 en L3, en voltios	Decimal
V_h7_L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V_h7_L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V_h7_L3	Voltaje del armónico 7 en L3, en voltios	Decimal
V_h8_L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V_h8_L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V_h8_L3	Voltaje del armónico 8 en L3, en voltios	Decimal
V_h9_L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V_h9_L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V_h9_L3	Voltaje del armónico 9 en L3, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V_h10_L3	Voltaje del armónico 10 en L3, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V_h11_L3	Voltaje del armónico 11 en L3, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V_h12_L3	Voltaje del armónico 12 en L3, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V_h13_L3	Voltaje del armónico 13 en L3, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V_h14_L3	Voltaje del armónico 14 en L3, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V_h15_L3	Voltaje del armónico 15 en L3, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V_h16_L3	Voltaje del armónico 16 en L3, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V_h17_L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V_h17_L3	Voltaje del armónico 17 en L3, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V_h18_L3	Voltaje del armónico 18 en L3, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h19_L3	Voltaje del armónico 19 en L3, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V_h20_L3	Voltaje del armónico 20 en L3, en voltios	Decimal
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V_h21_L3	Voltaje del armónico 21 en L3, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V_h22_L3	Voltaje del armónico 22 en L3, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal
V_h23_L3	Voltaje del armónico 23 en L3, en voltios	Decimal
V_h24_L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V_h24_L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V_h24_L3	Voltaje del armónico 24 en L3, en voltios	Decimal
V_h25_L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V_h25_L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
V_h25_L3	Voltaje del armónico 25 en L3, en voltios	Decimal
THDV_L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV_L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
THDV_L3	Distorsión armónica total de tensión en L3	Decimal
PST_L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST_L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal
PST_L3	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L3	Decimal

## 7.2 Distorsión armónica de la corriente de carga

En aquellos casos en los que el distribuidor busque al usuario perturbador y realice mediciones de la corriente de carga, la medición deberá contener los campos siguientes:

### 7.2.1 Medición bifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
V_h1_L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
Wh_L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh_T	Energía total medida en Wh	Decimal
W_L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W_T	Potencia total medida en W	Decimal



SIGET

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h1 L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I h1 N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I h2 L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I h2 N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I h3 L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I h3 N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I h4 L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I h4 N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I h5 L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I h5 N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I h6 L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I h6 N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I h7 L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I h7 N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I h8 L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I h8 N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I h9 L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I h9 N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I h10 L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I h10 N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I h11 L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I h11 N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I h12 L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I h12 N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I h13 L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I h13 N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I h14 L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I h14 N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I h15 L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I h15 N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I h16 L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I h16 N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I h17 L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I h17 N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I h18 L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I h18 N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I h19 L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I h19 N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I h20 L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I h20 N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I h21 L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I h21 N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I h22 L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h22 N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I h23 L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I h23 N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I h24 L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I h24 N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I h25 L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I h25 N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDI L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal

### 7.2.2 Medición trifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h1 L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W T	Potencia total medida en W	Decimal
I h1 L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I h1 L2	Corriente fundamental en L2, en amperios	Decimal
I h1 N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I h2 L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I h2 L2	Corriente del armónico 2 en L2, en amperios	Decimal
I h2 N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I h3 L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I h3 L2	Corriente del armónico 3 en L2, en amperios	Decimal
I h3 N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I h4 L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I h4 L2	Corriente del armónico 4 en L2, en amperios	Decimal
I h4 N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I h5 L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I h5 L2	Corriente del armónico 5 en L2, en amperios	Decimal
I h5 N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I h6 L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I h6 L2	Corriente del armónico 6 en L2, en amperios	Decimal
I h6 N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h7 L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I h7 L2	Corriente del armónico 7 en L2, en amperios	Decimal
I h7 N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I h8 L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I h8 L2	Corriente del armónico 8 en L2, en amperios	Decimal
I h8 N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I h9 L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I h9 L2	Corriente del armónico 9 en L2, en amperios	Decimal
I h9 N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I h10 L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I h10 L2	Corriente del armónico 10 en L2, en amperios	Decimal
I h10 N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I h11 L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I h11 L2	Corriente del armónico 11 en L2, en amperios	Decimal
I h11 N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I h12 L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I h12 L2	Corriente del armónico 12 en L2, en amperios	Decimal
I h12 N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I h13 L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I h13 L2	Corriente del armónico 13 en L2, en amperios	Decimal
I h13 N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I h14 L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I h14 L2	Corriente del armónico 14 en L2, en amperios	Decimal
I h14 N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I h15 L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I h15 L2	Corriente del armónico 15 en L2, en amperios	Decimal
I h15 N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I h16 L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I h16 L2	Corriente del armónico 16 en L2, en amperios	Decimal
I h16 N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I h17 L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I h17 L2	Corriente del armónico 17 en L2, en amperios	Decimal
I h17 N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I h18 L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I h18 L2	Corriente del armónico 18 en L2, en amperios	Decimal
I h18 N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I h19 L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I h19 L2	Corriente del armónico 19 en L2, en amperios	Decimal
I h19 N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I h20 L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I h20 L2	Corriente del armónico 20 en L2, en amperios	Decimal
I h20 N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I h21 L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h21 L2	Corriente del armónico 21 en L2, en amperios	Decimal
I h21 N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I h22 L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I h22 L2	Corriente del armónico 22 en L2, en amperios	Decimal
I h22 N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I h23 L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I h23 L2	Corriente del armónico 23 en L2, en amperios	Decimal
I h23 N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I h24 L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I h24 L2	Corriente del armónico 24 en L2, en amperios	Decimal
I h24 N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I h25 L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I h25 L2	Corriente del armónico 25 en L2, en amperios	Decimal
I h25 N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDI L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
THDI L2	Distorsión armónica total de corriente en L2	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal

### 7.2.3 Medición trifásica

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h1 L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V h1 L3	Voltaje fundamental de fase en L3, en voltios	Decimal
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh L3	Energía medida en L3, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W L3	Potencia promedio medida en L3, en W	Decimal
W T	Potencia total medida en W	Decimal
I h1 L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I h1 L2	Corriente fundamental en L2, en amperios	Decimal
I h1 L3	Corriente fundamental en L3, en amperios	Decimal
I h1 N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I h2 L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I h2 L2	Corriente del armónico 2 en L2, en amperios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h2 L3	Corriente del armónico 2 en L3, en amperios	Decimal
I h2 N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I h3 L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I h3 L2	Corriente del armónico 3 en L2, en amperios	Decimal
I h3 L3	Corriente del armónico 3 en L3, en amperios	Decimal
I h3 N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I h4 L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I h4 L2	Corriente del armónico 4 en L2, en amperios	Decimal
I h4 L3	Corriente del armónico 4 en L3, en amperios	Decimal
I h4 N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I h5 L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I h5 L2	Corriente del armónico 5 en L2, en amperios	Decimal
I h5 L3	Corriente del armónico 5 en L3, en amperios	Decimal
I h5 N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I h6 L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I h6 L2	Corriente del armónico 6 en L2, en amperios	Decimal
I h6 L3	Corriente del armónico 6 en L3, en amperios	Decimal
I h6 N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I h7 L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I h7 L2	Corriente del armónico 7 en L2, en amperios	Decimal
I h7 L3	Corriente del armónico 7 en L3, en amperios	Decimal
I h7 N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I h8 L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I h8 L2	Corriente del armónico 8 en L2, en amperios	Decimal
I h8 L3	Corriente del armónico 8 en L3, en amperios	Decimal
I h8 N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I h9 L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I h9 L2	Corriente del armónico 9 en L2, en amperios	Decimal
I h9 L3	Corriente del armónico 9 en L3, en amperios	Decimal
I h9 N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I h10 L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I h10 L2	Corriente del armónico 10 en L2, en amperios	Decimal
I h10 L3	Corriente del armónico 10 en L3, en amperios	Decimal
I h10 N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I h11 L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I h11 L2	Corriente del armónico 11 en L2, en amperios	Decimal
I h11 L3	Corriente del armónico 11 en L3, en amperios	Decimal
I h11 N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I h12 L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I h12 L2	Corriente del armónico 12 en L2, en amperios	Decimal
I h12 L3	Corriente del armónico 12 en L3, en amperios	Decimal
I h12 N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I h13 L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal



CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h13 L2	Corriente del armónico 13 en L2, en amperios	Decimal
I h13 L3	Corriente del armónico 13 en L3, en amperios	Decimal
I h13 N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I h14 L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I h14 L2	Corriente del armónico 14 en L2, en amperios	Decimal
I h14 L3	Corriente del armónico 14 en L3, en amperios	Decimal
I h14 N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I h15 L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I h15 L2	Corriente del armónico 15 en L2, en amperios	Decimal
I h15 L3	Corriente del armónico 15 en L3, en amperios	Decimal
I h15 N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I h16 L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I h16 L2	Corriente del armónico 16 en L2, en amperios	Decimal
I h16 L3	Corriente del armónico 16 en L3, en amperios	Decimal
I h16 N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I h17 L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I h17 L2	Corriente del armónico 17 en L2, en amperios	Decimal
I h17 L3	Corriente del armónico 17 en L3, en amperios	Decimal
I h17 N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I h18 L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I h18 L2	Corriente del armónico 18 en L2, en amperios	Decimal
I h18 L3	Corriente del armónico 18 en L3, en amperios	Decimal
I h18 N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I h19 L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I h19 L2	Corriente del armónico 19 en L2, en amperios	Decimal
I h19 L3	Corriente del armónico 19 en L3, en amperios	Decimal
I h19 N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I h20 L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I h20 L2	Corriente del armónico 20 en L2, en amperios	Decimal
I h20 L3	Corriente del armónico 20 en L3, en amperios	Decimal
I h20 N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I h21 L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I h21 L2	Corriente del armónico 21 en L2, en amperios	Decimal
I h21 L3	Corriente del armónico 21 en L3, en amperios	Decimal
I h21 N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I h22 L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I h22 L2	Corriente del armónico 22 en L2, en amperios	Decimal
I h22 L3	Corriente del armónico 22 en L3, en amperios	Decimal
I h22 N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I h23 L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I h23 L2	Corriente del armónico 23 en L2, en amperios	Decimal
I h23 L3	Corriente del armónico 23 en L3, en amperios	Decimal
I h23 N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h24 L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I h24 L2	Corriente del armónico 24 en L2, en amperios	Decimal
I h24 L3	Corriente del armónico 24 en L3, en amperios	Decimal
I h24 N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I h25 L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I h25 L2	Corriente del armónico 25 en L2, en amperios	Decimal
I h25 L3	Corriente del armónico 25 en L3, en amperios	Decimal
I h25 N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDI L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
THDI L2	Distorsión armónica total de corriente en L2	Decimal
THDI L3	Distorsión armónica total de corriente en L3	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal
PST L3	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L3	Decimal

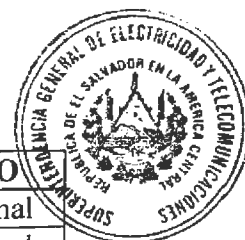
### 7.3 Distorsión por efecto parpadeo (flicker)

Campos requeridos en el archivo de medición del efecto parpadeo (flicker).

#### 7.3.1 Medición bifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W T	Potencia total medida en W	Decimal
FP L1	Factor de potencia medido en L1	Decimal
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h2 L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V h3 L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V h4 L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V h5 L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V h6 L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V h7 L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V h8 L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V h9 L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V h10 L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V h11 L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V h12 L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V h13 L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V h14 L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V h15 L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V h16 L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V h17 L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V h18 L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V h19 L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V h20 L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V h21 L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V h22 L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V h23 L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V h24 L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V h25 L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
I h1 L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I h1 N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I h2 L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I h2 N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I h3 L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I h3 N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I h4 L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I h4 N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I h5 L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I h5 N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I h6 L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I h6 N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I h7 L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I h7 N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I h8 L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I h8 N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I h9 L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I h9 N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I h10 L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I h10 N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I h11 L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I h11 N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I h12 L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I h12 N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I h13 L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I h13 N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I h14 L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I h14 N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I h15 L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I h15 N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h16 L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I h16 N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I h17 L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I h17 N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I h18 L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I h18 N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I h19 L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I h19 N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I h20 L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I h20 N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I h21 L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I h21 N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I h22 L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I h22 N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I h23 L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I h23 N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I h24 L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I h24 N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I h25 L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I h25 N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDV L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDI L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal

### 7.3.2 Medición trifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W T	Potencia total medida en W	Decimal
FP L1	Factor de potencia medido en L1	Decimal
FP L2	Factor de potencia medido en L2	Decimal
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h1 L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V h2 L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V h2 L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V h3 L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V h3 L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V h4 L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V h4 L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V h5 L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V h5 L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V h6 L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V h6 L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V h7 L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V h7 L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V h8 L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V h8 L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V h9 L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V h9 L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V h10 L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V h10 L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V h11 L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V h11 L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V h12 L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V h12 L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V h13 L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V h13 L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V h14 L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V h14 L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V h15 L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V h15 L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V h16 L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V h16 L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V h17 L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V h17 L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V h18 L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V h18 L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V h19 L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V h19 L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V h20 L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V h20 L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V h21 L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V h21 L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V h22 L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V h22 L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V h23 L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V h23 L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
V h24 L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V h24 L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V h25 L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V h25 L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
I h1 L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I h1 L2	Corriente fundamental en L2, en amperios	Decimal
I h1 N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I h2 L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I h2 L2	Corriente del armónico 2 en L2, en amperios	Decimal
I h2 N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I h3 L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I h3 L2	Corriente del armónico 3 en L2, en amperios	Decimal
I h3 N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I h4 L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I h4 L2	Corriente del armónico 4 en L2, en amperios	Decimal
I h4 N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I h5 L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I h5 L2	Corriente del armónico 5 en L2, en amperios	Decimal
I h5 N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I h6 L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I h6 L2	Corriente del armónico 6 en L2, en amperios	Decimal
I h6 N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I h7 L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I h7 L2	Corriente del armónico 7 en L2, en amperios	Decimal
I h7 N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I h8 L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I h8 L2	Corriente del armónico 8 en L2, en amperios	Decimal
I h8 N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I h9 L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I h9 L2	Corriente del armónico 9 en L2, en amperios	Decimal
I h9 N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal
I h10 L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I h10 L2	Corriente del armónico 10 en L2, en amperios	Decimal
I h10 N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I h11 L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I h11 L2	Corriente del armónico 11 en L2, en amperios	Decimal
I h11 N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I h12 L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I h12 L2	Corriente del armónico 12 en L2, en amperios	Decimal
I h12 N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I h13 L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I h13 L2	Corriente del armónico 13 en L2, en amperios	Decimal
I h13 N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h14 L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I h14 L2	Corriente del armónico 14 en L2, en amperios	Decimal
I h14 N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I h15 L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I h15 L2	Corriente del armónico 15 en L2, en amperios	Decimal
I h15 N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I h16 L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I h16 L2	Corriente del armónico 16 en L2, en amperios	Decimal
I h16 N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I h17 L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I h17 L2	Corriente del armónico 17 en L2, en amperios	Decimal
I h17 N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I h18 L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I h18 L2	Corriente del armónico 18 en L2, en amperios	Decimal
I h18 N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I h19 L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I h19 L2	Corriente del armónico 19 en L2, en amperios	Decimal
I h19 N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I h20 L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I h20 L2	Corriente del armónico 20 en L2, en amperios	Decimal
I h20 N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I h21 L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I h21 L2	Corriente del armónico 21 en L2, en amperios	Decimal
I h21 N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I h22 L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I h22 L2	Corriente del armónico 22 en L2, en amperios	Decimal
I h22 N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I h23 L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I h23 L2	Corriente del armónico 23 en L2, en amperios	Decimal
I h23 N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I h24 L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I h24 L2	Corriente del armónico 24 en L2, en amperios	Decimal
I h24 N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I h25 L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I h25 L2	Corriente del armónico 25 en L2, en amperios	Decimal
I h25 N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDV L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
THDI L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
THDI L2	Distorsión armónica total de corriente en L2	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal



### 7.3.3 Medición trifásica

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO SIGET
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°3).	Texto (14)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realice la medición.	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh L3	Energía medida en L3, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia promedio medida en L1, en W	Decimal
W L2	Potencia promedio medida en L2, en W	Decimal
W L3	Potencia promedio medida en L3, en W	Decimal
W T	Potencia total medida en W	Decimal
FP L1	Factor de potencia medido en L1	Decimal
FP L2	Factor de potencia medido en L2	Decimal
FP L3	Factor de potencia medido en L3	Decimal
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h1 L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V h1 L3	Voltaje fundamental de fase en L3, en voltios	Decimal
V h2 L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V h2 L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V h2 L3	Voltaje del armónico 2 en L3, en voltios	Decimal
V h3 L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V h3 L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V h3 L3	Voltaje del armónico 3 en L3, en voltios	Decimal
V h4 L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V h4 L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V h4 L3	Voltaje del armónico 4 en L3, en voltios	Decimal
V h5 L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V h5 L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V h5 L3	Voltaje del armónico 5 en L3, en voltios	Decimal
V h6 L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V h6 L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V h6 L3	Voltaje del armónico 6 en L3, en voltios	Decimal
V h7 L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V h7 L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V h7 L3	Voltaje del armónico 7 en L3, en voltios	Decimal
V h8 L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V h8 L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V h8 L3	Voltaje del armónico 8 en L3, en voltios	Decimal
V h9 L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal



CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V_h9_L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V_h9_L3	Voltaje del armónico 9 en L3, en voltios	Decimal
V_h10_L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V_h10_L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V_h10_L3	Voltaje del armónico 10 en L3, en voltios	Decimal
V_h11_L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V_h11_L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V_h11_L3	Voltaje del armónico 11 en L3, en voltios	Decimal
V_h12_L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V_h12_L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V_h12_L3	Voltaje del armónico 12 en L3, en voltios	Decimal
V_h13_L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V_h13_L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V_h13_L3	Voltaje del armónico 13 en L3, en voltios	Decimal
V_h14_L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V_h14_L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V_h14_L3	Voltaje del armónico 14 en L3, en voltios	Decimal
V_h15_L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V_h15_L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V_h15_L3	Voltaje del armónico 15 en L3, en voltios	Decimal
V_h16_L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V_h16_L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V_h16_L3	Voltaje del armónico 16 en L3, en voltios	Decimal
V_h17_L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V_h17_L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V_h17_L3	Voltaje del armónico 17 en L3, en voltios	Decimal
V_h18_L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V_h18_L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V_h18_L3	Voltaje del armónico 18 en L3, en voltios	Decimal
V_h19_L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V_h19_L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V_h19_L3	Voltaje del armónico 19 en L3, en voltios	Decimal
V_h20_L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V_h20_L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V_h20_L3	Voltaje del armónico 20 en L3, en voltios	Decimal
V_h21_L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V_h21_L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V_h21_L3	Voltaje del armónico 21 en L3, en voltios	Decimal
V_h22_L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V_h22_L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V_h22_L3	Voltaje del armónico 22 en L3, en voltios	Decimal
V_h23_L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V_h23_L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
V h23 L3	Voltaje del armónico 23 en L3, en voltios	Decimal
V h24 L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V h24 L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V h24 L3	Voltaje del armónico 24 en L3, en voltios	Decimal
V h25 L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V h25 L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
V h25 L3	Voltaje del armónico 25 en L3, en voltios	Decimal
I h1 L1	Corriente fundamental en L1, en amperios	Decimal
I h1 L2	Corriente fundamental en L2, en amperios	Decimal
I h1 L3	Corriente fundamental en L3, en amperios	Decimal
I h1 N	Corriente fundamental en N, en amperios	Decimal
I h2 L1	Corriente del armónico 2 en L1, en amperios	Decimal
I h2 L2	Corriente del armónico 2 en L2, en amperios	Decimal
I h2 L3	Corriente del armónico 2 en L3, en amperios	Decimal
I h2 N	Corriente del armónico 2 en N, en amperios	Decimal
I h3 L1	Corriente del armónico 3 en L1, en amperios	Decimal
I h3 L2	Corriente del armónico 3 en L2, en amperios	Decimal
I h3 L3	Corriente del armónico 3 en L3, en amperios	Decimal
I h3 N	Corriente del armónico 3 en N, en amperios	Decimal
I h4 L1	Corriente del armónico 4 en L1, en amperios	Decimal
I h4 L2	Corriente del armónico 4 en L2, en amperios	Decimal
I h4 L3	Corriente del armónico 4 en L3, en amperios	Decimal
I h4 N	Corriente del armónico 4 en N, en amperios	Decimal
I h5 L1	Corriente del armónico 5 en L1, en amperios	Decimal
I h5 L2	Corriente del armónico 5 en L2, en amperios	Decimal
I h5 L3	Corriente del armónico 5 en L3, en amperios	Decimal
I h5 N	Corriente del armónico 5 en N, en amperios	Decimal
I h6 L1	Corriente del armónico 6 en L1, en amperios	Decimal
I h6 L2	Corriente del armónico 6 en L2, en amperios	Decimal
I h6 L3	Corriente del armónico 6 en L3, en amperios	Decimal
I h6 N	Corriente del armónico 6 en N, en amperios	Decimal
I h7 L1	Corriente del armónico 7 en L1, en amperios	Decimal
I h7 L2	Corriente del armónico 7 en L2, en amperios	Decimal
I h7 L3	Corriente del armónico 7 en L3, en amperios	Decimal
I h7 N	Corriente del armónico 7 en N, en amperios	Decimal
I h8 L1	Corriente del armónico 8 en L1, en amperios	Decimal
I h8 L2	Corriente del armónico 8 en L2, en amperios	Decimal
I h8 L3	Corriente del armónico 8 en L3, en amperios	Decimal
I h8 N	Corriente del armónico 8 en N, en amperios	Decimal
I h9 L1	Corriente del armónico 9 en L1, en amperios	Decimal
I h9 L2	Corriente del armónico 9 en L2, en amperios	Decimal
I h9 L3	Corriente del armónico 9 en L3, en amperios	Decimal
I h9 N	Corriente del armónico 9 en N, en amperios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h10 L1	Corriente del armónico 10 en L1, en amperios	Decimal
I h10 L2	Corriente del armónico 10 en L2, en amperios	Decimal
I h10 L3	Corriente del armónico 10 en L3, en amperios	Decimal
I h10 N	Corriente del armónico 10 en N, en amperios	Decimal
I h11 L1	Corriente del armónico 11 en L1, en amperios	Decimal
I h11 L2	Corriente del armónico 11 en L2, en amperios	Decimal
I h11 L3	Corriente del armónico 11 en L3, en amperios	Decimal
I h11 N	Corriente del armónico 11 en N, en amperios	Decimal
I h12 L1	Corriente del armónico 12 en L1, en amperios	Decimal
I h12 L2	Corriente del armónico 12 en L2, en amperios	Decimal
I h12 L3	Corriente del armónico 12 en L3, en amperios	Decimal
I h12 N	Corriente del armónico 12 en N, en amperios	Decimal
I h13 L1	Corriente del armónico 13 en L1, en amperios	Decimal
I h13 L2	Corriente del armónico 13 en L2, en amperios	Decimal
I h13 L3	Corriente del armónico 13 en L3, en amperios	Decimal
I h13 N	Corriente del armónico 13 en N, en amperios	Decimal
I h14 L1	Corriente del armónico 14 en L1, en amperios	Decimal
I h14 L2	Corriente del armónico 14 en L2, en amperios	Decimal
I h14 L3	Corriente del armónico 14 en L3, en amperios	Decimal
I h14 N	Corriente del armónico 14 en N, en amperios	Decimal
I h15 L1	Corriente del armónico 15 en L1, en amperios	Decimal
I h15 L2	Corriente del armónico 15 en L2, en amperios	Decimal
I h15 L3	Corriente del armónico 15 en L3, en amperios	Decimal
I h15 N	Corriente del armónico 15 en N, en amperios	Decimal
I h16 L1	Corriente del armónico 16 en L1, en amperios	Decimal
I h16 L2	Corriente del armónico 16 en L2, en amperios	Decimal
I h16 L3	Corriente del armónico 16 en L3, en amperios	Decimal
I h16 N	Corriente del armónico 16 en N, en amperios	Decimal
I h17 L1	Corriente del armónico 17 en L1, en amperios	Decimal
I h17 L2	Corriente del armónico 17 en L2, en amperios	Decimal
I h17 L3	Corriente del armónico 17 en L3, en amperios	Decimal
I h17 N	Corriente del armónico 17 en N, en amperios	Decimal
I h18 L1	Corriente del armónico 18 en L1, en amperios	Decimal
I h18 L2	Corriente del armónico 18 en L2, en amperios	Decimal
I h18 L3	Corriente del armónico 18 en L3, en amperios	Decimal
I h18 N	Corriente del armónico 18 en N, en amperios	Decimal
I h19 L1	Corriente del armónico 19 en L1, en amperios	Decimal
I h19 L2	Corriente del armónico 19 en L2, en amperios	Decimal
I h19 L3	Corriente del armónico 19 en L3, en amperios	Decimal
I h19 N	Corriente del armónico 19 en N, en amperios	Decimal
I h20 L1	Corriente del armónico 20 en L1, en amperios	Decimal
I h20 L2	Corriente del armónico 20 en L2, en amperios	Decimal
I h20 L3	Corriente del armónico 20 en L3, en amperios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
I h20 N	Corriente del armónico 20 en N, en amperios	Decimal
I h21 L1	Corriente del armónico 21 en L1, en amperios	Decimal
I h21 L2	Corriente del armónico 21 en L2, en amperios	Decimal
I h21 L3	Corriente del armónico 21 en L3, en amperios	Decimal
I h21 N	Corriente del armónico 21 en N, en amperios	Decimal
I h22 L1	Corriente del armónico 22 en L1, en amperios	Decimal
I h22 L2	Corriente del armónico 22 en L2, en amperios	Decimal
I h22 L3	Corriente del armónico 22 en L3, en amperios	Decimal
I h22 N	Corriente del armónico 22 en N, en amperios	Decimal
I h23 L1	Corriente del armónico 23 en L1, en amperios	Decimal
I h23 L2	Corriente del armónico 23 en L2, en amperios	Decimal
I h23 L3	Corriente del armónico 23 en L3, en amperios	Decimal
I h23 N	Corriente del armónico 23 en N, en amperios	Decimal
I h24 L1	Corriente del armónico 24 en L1, en amperios	Decimal
I h24 L2	Corriente del armónico 24 en L2, en amperios	Decimal
I h24 L3	Corriente del armónico 24 en L3, en amperios	Decimal
I h24 N	Corriente del armónico 24 en N, en amperios	Decimal
I h25 L1	Corriente del armónico 25 en L1, en amperios	Decimal
I h25 L2	Corriente del armónico 25 en L2, en amperios	Decimal
I h25 L3	Corriente del armónico 25 en L3, en amperios	Decimal
I h25 N	Corriente del armónico 25 en N, en amperios	Decimal
THDV L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
THDV L3	Distorsión armónica total de tensión en L3	Decimal
THDI L1	Distorsión armónica total de corriente en L1	Decimal
THDI L2	Distorsión armónica total de corriente en L2	Decimal
THDI L3	Distorsión armónica total de corriente en L3	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal
PST L3	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L3	Decimal

# ANEXO N° 7

## PLANILLA INSTALACIÓN / RETIRO

**SIGET**

CAMPAÑA DE CONTROL DEL PRODUCTO TECNICO - PERTURBACIONES - PLANILLAS DE INSTALACION Y RETIRO

DISTRIBUIDORA: \_\_\_\_\_

Periodo: \_\_\_\_\_

ID Medición:										
ID Punto Medición:					ID Centro:					
Nombre del Usuario:										
Dirección:										
Tensión de Servicio:		Tipo Instalación:		M		B		T		Energía Inicial:
Tarifa:		Tipo Usuario:		U		R		A		
ID Medidor Usuario:		ID Equipo:		Energía Final:						
Fecha y Hora Colocación:		Fecha y Hora Retiro:								
SCC3F:		RTP:								
SCC1F:		RTC:								
Observación:										
Instalación					Retiro					
Firma Distribuidora:					Firma Distribuidora:					



**SIGET**

# ***SIGET***

**ANEXO 2 DEL ACUERDO No. 320-E-2011**

## **INFORME**

**Observaciones al Proyecto de Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones**

**Junio 2011**

**Nº 1098 LIBRO 65 PAG. 62**

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>ANÁLISIS .....</b>	<b>4</b>
<b>A. OBSERVACIONES DE CARÁCTER GENERAL .....</b>	<b>4</b>
1. OBSERVACIONES DE YOUNGONE, DELSUR, AES EL SALVADOR Y ASI.....	4
<b>B. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS .....</b>	<b>7</b>
2. ARTÍCULO 8 .....	7
3. ARTÍCULO 41 .....	8
4. ARTÍCULO 42 .....	8
5. ARTÍCULO 43 .....	10
6. ARTÍCULO 45 .....	11
7. ARTÍCULO 46 .....	14
8. ARTÍCULO 47 .....	15
9. ARTÍCULO 48 .....	16
10. ARTÍCULO 49 .....	16
11. ARTÍCULO 50 .....	23
12. ARTÍCULO 54 .....	26
13. ARTÍCULO 55 .....	26
14. ARTÍCULO 58 .....	30
15. ARTÍCULOS 59 .....	31
16. ARTÍCULO 61 .....	32
17. ARTÍCULO 75.bis.....	33
18. ARTÍCULO 77.k .....	35
19. ARTÍCULO 77.l .....	38
20. ARTÍCULO 77.m.1.....	41
21. ARTÍCULO 77.m.2.....	44
22. ARTÍCULO 77.m.3.....	48
23. ARTÍCULO 77.m.4.....	56
24. ARTÍCULO 77.n.2.....	57
25. ARTÍCULO 77.n.3.....	61
26. ARTÍCULOS 77.n.4 .....	69
27. ARTÍCULO 82 BIS .....	69
28. DEROGACIÓN DEL ACUERDO No. 53-E-2008 .....	71
<b>C. OBSERVACIONES A LA METODOLOGÍA DE CONTROL .....</b>	<b>71</b>
29. CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES.....	72
30. CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES .....	72
31. EQUIPO DE MEDICIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS.....	74
32. INFORMACION A REMITIR A LA SIGET .....	76
33. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES .....	77



34. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES .....	80
35. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES .....	80
36. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES .....	81
37. DETERMINACIÓN DE USUARIOS AFECTADOS.....	82
38. DETERMINACIÓN DE USUARIOS AFECTADOS.....	83
39. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN PARA ARMÓNICAS .....	85
40. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN PARA ARMÓNICAS .....	86
41. IDENTIFICACIÓN DE LOS MEDIOS INFORMÁTICOS .....	86
42. FORMACIÓN DEL NÚMERO SIGET Y DENOMINACIÓN DE ARCHIVOS.....	87
43. MODELO DE DATOS PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN.....	89
44. MODELO DE DATOS PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN.....	91
45. CONTENIDO DE LOS ARCHIVOS DE MEDICIÓN DE PERTURBACIONES .....	93
46. CONTENIDO DE LOS ARCHIVOS DE MEDICIÓN DE PERTURBACIONES .....	94

**SIGET**

Nº. 008 LIBRO 65 PAG. 64



## **INTRODUCCIÓN**

A continuación se presenta el análisis de los comentarios, observaciones y propuestas planteados por los participantes del proceso de consulta participativa para la revisión de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo No. 192-E-2004) en lo referente al control de las perturbaciones eléctricas relacionadas con el efecto parpadeo (flicker) y la distorsión armónica, así como de la correspondiente metodología de control (Acuerdo No. 182-E-2003).

## **ANÁLISIS**

En el presente documento, al expresar “las Normas” se estará haciendo referencia a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución contenidas en el Acuerdo No. 192-E-2004; al indicar “la Metodología” se estará haciendo referencia a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones contenida en el Acuerdo No. 182-E-2003; al señalar “perturbaciones eléctricas” se hace mención conjuntamente al efecto parpadeo (flicker) y a la distorsión armónica. Finalmente, se identificará como “AES El Salvador” a las siguientes empresas distribuidoras: CAESS, S.A. de C.V., AES CLESA Y CÍA, S. en C. de C.V., EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V.

### **A. OBSERVACIONES DE CARÁCTER GENERAL**

#### **1. OBSERVACIONES DE YOUNGONE, DELSUR, AES EL SALVADOR Y ASI**

##### **1.1 Observación de YOUNGONE, S.A. de C.V.**

La empresa YOUNGONE, S.A. de C.V., que en lo sucesivo se identificará únicamente como YOUNGONE, manifiesta que el presente proyecto de modificación a las Normas debe ser mejor analizado y extender su entrada en vigencia por los siguientes motivos:

- a) No tiene conocimiento de una campaña informativa de la regulación respecto al control de perturbaciones eléctricas, lo que hace difícil entender y saber, qué es lo que se calificará, cómo se hará, bajo qué rangos se hará y el impacto económico que habrá.
- b) Considera que la modificación apunta a que El Salvador será menos competitivo y atractivo para invertir como país, lo que contraviene la política nacional de atracción de inversiones.
- c) Se deben establecer herramientas que apoyen a YOUNGONE para integrarse al proyecto de modificación de las Normas, de una forma incluyente a efecto de poder aportar ideas y recomendaciones desde un punto de vista práctico y viable.
- d) La continuidad de las operaciones de YOUNGONE dependen de los costos de la entrada en vigencia de esta regulación.
- e) Considera que es preocupante que a esta fecha no se cuente en El Salvador con equipo para hacer las mediciones requeridas.

##### **1.2 Respuesta a YOUNGONE**

- a) Las Normas se encuentran vigentes desde enero del año 2005, de forma que desde esa fecha existe la obligación por parte de los usuarios finales de cumplir con los límites de emisión de perturbaciones que las Normas establecen.



- b) En relación con que El Salvador será un país menos competitivo, debe señalarse que las perturbaciones emitidas por un usuario final, pueden propagarse por las redes de distribución, ocasionando daños económicos a los usuarios que se encuentren en su entorno; en ese sentido, contar con normas que permitan proteger el derecho de los usuarios que potencialmente pueden resultar afectados por las perturbaciones, puede contribuir a la competitividad de la industria en El Salvador.
- c) Debe aclararse que mediante el presente procedimiento de consulta participativa iniciada mediante el acuerdo No. 125-E-2011, se otorga la oportunidad a YOUNGONE para que se integre al proyecto de modificación de las Normas.
- d) En relación con la continuidad de las operaciones de YOUNGONE en función de los costos por la entrada en vigencia de las Normas, tal como se aclaró en la letra a) del presente número, debe recalcar que las Normas se encuentran vigentes desde enero del año 2005, existiendo obligación por parte de los usuarios finales de cumplir con los límites de emisión de perturbaciones que las mismas establecen.
- e) En relación con la apreciación de que a la fecha no se cuenta en El Salvador con equipos para hacer las mediciones requeridas, se aclara que desde el año 2005 las empresas distribuidoras han realizado la medición de armónicas y efecto parpadeo (flicker) en sus redes de distribución, y desde el año 2008 han medido la emisión de armónicas y efecto parpadeo por parte de los usuarios finales.

A partir de lo expuesto anteriormente, se advierte la improcedencia de los planteamientos de YOUNGONE.

### **1.3 Observación de DELSUR, S.A. de C.V. y AES El Salvador**

DELSUR, S.A. de C.V., que en lo sucesivo se identificará únicamente como DELSUR, y AES El Salvador proponen que la SIGET desarrolle una Norma de Calidad de los Sistemas de Transmisión compatible con las Normas de Calidad de los Sistemas de Distribución por las siguientes razones:

- a) Los sistemas de distribución no son totalmente independientes de la red de transmisión, por lo que es indispensable que exista un marco regulatorio de calidad del servicio con una visión integral de todo el sistema eléctrico de El Salvador, asegurando la compatibilidad de los niveles de calidad exigidos en todos los niveles de tensión.
- b) No es recomendable que en el punto de interconexión entre las redes de distribución y transmisión se exijan límites de calidad mayores a los establecidos al sistema de distribución, ya que esto en la práctica implicaría que para poder cumplir con los niveles exigidos en los puntos de interconexión, se debería imponer niveles más restrictivos a los usuarios conectados en el sistema de distribución.

### **1.4 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

La propuesta antes mencionada se refiere a los **Sistemas de Transmisión**, por lo tanto, se encuentra fuera de los alcances de las Normas de Calidad del Servicio de los **Sistemas de Distribución**, y consecuentemente, fuera de los objetivos de la presente consulta participativa.

### **1.5 Observación de la ASOCIACIÓN SALVADOREÑA DE INDUSTRIALES (ASI)**

La ASI solicita que el inicio de la aplicación de las compensaciones por emisión de perturbaciones eléctricas a la red de distribución, sea prorrogada por un año, de forma que entre en vigencia hasta el uno de julio del año dos mil doce; ello con el fin de contar con el tiempo prudencial para informar, capacitar e implementar todas las medidas necesarias dentro del sector industrial relativas a las perturbaciones eléctricas, por ser un tema que la gran mayoría del sector eléctrico nacional desconoce.

Agrega que durante ese período de prórroga se podrá contar ya con una norma y metodología adecuada, clara y transparente, e impulsar, fomentar y concientizar a los usuarios de lo importante y necesario que es resolver el problema de las perturbaciones. Y que además, dicho período brindará el tiempo necesario a las distribuidoras eléctricas, al sector profesional, a los proveedores de equipos y servicios y a los mismos usuarios finales para poder formar profesionales altamente capacitados en el tema de perturbaciones eléctricas, análisis, diseño y soluciones que se adecuen al fiel cumplimiento y aplicación de la ley.

### **1.6 Respuesta a la ASI**

En torno a la solicitud de prórroga presentada por la ASI, se razona lo siguiente:

- a) Las Normas se encuentran vigentes desde enero del año 2005, existiendo desde esa fecha obligación por parte de los usuarios finales de cumplir con los límites de emisión de perturbaciones que las Normas establecen.
- b) La aplicación de los recargos indicados en las Normas fue prevista a partir del año 2008, de forma que se concedió un período de tres años para permitir la implementación de las medidas necesarias por parte de los usuarios finales.
- c) Mediante el Acuerdo No. 53-E-2008, se prorrogó por tres años adicionales la aplicación de los recargos a los usuarios finales, de forma que serían aplicables a partir del año 2011.
- d) Mediante el Acuerdo No. 471-E-2010, se prorrogó por seis meses adicionales el inicio de la aplicación de los recargos económicos a los usuarios finales, indicando que serán aplicables a partir de julio del presente año.
- e) Mediante las modificaciones propuestas a los artículos 77.m.3 y 77.n.3, se está concediendo una prórroga adicional de 180 días calendarios contados a partir de la notificación por parte de la empresa distribuidora al usuario perturbador, de los incumplimientos a los límites establecidos, para que las empresas efectúen las adecuaciones necesarias.
- f) Se tiene conocimiento de empresas distribuidoras y usuarios finales que desde el año pasado están siendo afectadas por perturbaciones eléctricas emitidas por terceros, de forma que a fin de proteger los derechos de los usuarios afectados, la aplicación de las Normas es indispensable.

Todo lo anterior demuestra la improcedencia de los argumentos planteados por la ASI.



**SIGET**

## **B. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS**

### **2. ARTÍCULO 8**

#### **2.1 Propuesta inicial de la SIGET**

*Art.8. El distribuidor, dentro de su zona de servicio, estará obligado a:*

*(...)*

*c) Responder ante otros operadores, por el pago de las compensaciones ocasionadas por las interrupciones, distorsión armónica y/o efecto parpadeo (flicker) en sus redes de distribución, que afecten el servicio de terceros;*

*(...)*

*e) Pagar a sus usuarios las compensaciones que correspondan por deficiencias propias o presentes en sus redes de distribución, acreditándolas en la facturación de acuerdo a lo establecido en la presente normativa.*

#### **2.2 Observación de AES El Salvador**

AES El Salvador propone incorporar en las Normas la obligación de las distribuidoras de responder ante otros operadores, por los daños a equipos de terceros, ocasionados a raíz de interrupciones y/o perturbaciones eléctricas en la red de distribución, y proponen la siguiente redacción:

*Art.8. El distribuidor, dentro de su zona de servicio, estará obligado a:*

*(...)*

*c) Responder ante otros operadores, por el pago de las compensaciones y/o daños a equipos ocasionadas por las interrupciones, distorsión armónica y/o efecto parpadeo (flicker) en sus redes de distribución, que afecten el servicio de terceros, de conformidad a la metodología que emita la SIGET;*

*(...)*

*e) Pagar a ~~sus~~ los usuarios las compensaciones que correspondan por deficiencias propias o presentes en sus redes de distribución, acreditándolas en la facturación de acuerdo a lo establecido en la presente normativa.*

#### **2.3 Respuesta a AES El Salvador**

Los problemas de calidad del servicio en las redes de distribución son responsabilidad de las empresas distribuidoras. Sin embargo, debe aclararse que el artículo 84 de la Ley General de Electricidad, prescribe que la SIGET establecerá las normas técnicas destinadas a regular la compensación por daños económicos o a equipos, artefactos o instalaciones; por lo que, atendiendo a dicha disposición, fue emitido el Acuerdo No. 44-E-2004 que contiene la **NORMATIVA PARA LA COMPENSACIÓN POR DAÑOS ECONÓMICOS A EQUIPOS, ARTEFACTOS O INSTALACIONES**. Por lo anterior, las **NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN** no regulan la metodología o procedimiento relacionado con los daños a equipos, por ello, la propuesta de las empresas distribuidora no se considera procedente.

#### **2.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes mencionado, se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### 3. ARTÍCULO 41

#### 3.1 Propuesta inicial de la SIGET

*Art.41. El indicador del efecto de parpadeo (flicker) en el sistema de distribución, deberá ser medido por el índice de severidad de efecto de parpadeo de corto plazo Pst.*

*El Pst deberá ser menor o igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución.*

#### 3.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador manifiestan que con el objeto de asegurar que tanto los usuarios finales como las empresas distribuidoras midan adecuadamente el indicador Pst definido en este artículo, se debe incluir la referencia al estándar internacional IEC 61000-4-15, proponiendo la redacción siguiente:

*Art.41. El indicador del efecto de parpadeo (flicker) en el sistema de distribución, deberá ser medido por el índice de severidad de efecto de parpadeo de corto plazo Pst, cumpliendo con las especificaciones del estándar IEC 61000-4-15.*

*El Pst deberá ser menor o igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución.*

#### 3.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

La solicitud de incluir la referencia a la norma internacional IEC 61000-4-15, se considera procedente; sin embargo, la inclusión de dicha referencia no justifica la eliminación de la última parte del artículo, ya que en dicho inciso se indica el límite superior de Pst que deben cumplir las empresas distribuidoras, lo cual no se especifica en la citada norma internacional.

#### 3.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expuesto, se recomienda modificar la redacción propuesta de la siguiente manera:

*Art.41. El indicador del efecto de parpadeo (flicker) en el sistema de distribución, deberá ser medido por el índice de severidad de efecto de parpadeo de corto plazo Pst, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 o la que la sustituya.*

*El Pst deberá ser menor o igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución.*

### 4. ARTÍCULO 42

#### 4.1 Propuesta Inicial de la SIGET

*Art.42. Las mediciones para determinar la presencia del efecto de parpadeo (flicker), serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, en puntos donde se sospeche que pueda haber inyección del efecto de parpadeo o en puntos particulares requeridos por la SIGET.*



#### 4.2 Observación de la ASOCIACIÓN SALVADOREÑA DE INGENIEROS ARQUITECTOS (ASIA)

**SIGET**

ASIA se limita a formular preguntas relativas al beneficio que la modificación propuesta generará para el usuario final y el efecto en los costos del distribuidor.

#### 4.3 Respuesta a ASIA

En relación con la consulta sobre el beneficio de los cambios para el usuario final, la modificación propuesta incorpora la posibilidad de que la SIGET requiera a las distribuidoras la medición de perturbaciones en puntos particulares de la red de distribución, lo cual habilita una eventual participación de la SIGET en la identificación de usuarios que inyecten perturbaciones en la red de distribución.

Con relación a la consulta sobre el efecto en los costos del distribuidor, debe indicarse que los equipos de medición, el personal y otros recursos necesarios para el control de las perturbaciones, ya se encuentran contemplados en la normativa actual. En ese sentido no se espera ningún incremento en los costos actuales pues se trata de actividades que el distribuidor ya realiza.

#### 4.4 Observación de AES El Salvador

Las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador indican que, considerando que la SIGET determinará los puntos en donde se instalarán los equipos de medición, no es necesario especificar los criterios de selección de dichos puntos, ni que existan puntos particulares requeridos por la SIGET (todos serán requeridos por la SIGET), por lo que proponen eliminar parte del artículo 42 de la siguiente forma:

*Art.42. Las mediciones para determinar la presencia del efecto de parpadeo (flicker), serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, ~~en puntos donde se sospeche que pueda haber inyección del efecto de parpadeo o en puntos particulares requeridos por la SIGET.~~*

#### 4.5 Respuesta a AES El Salvador

Las empresas del grupo AES El Salvador manifiestan estar de acuerdo con que sea la SIGET quien determine los puntos de medición, en ese sentido no se justifica la propuesta de suprimir la sección en donde se expresa la posibilidad de que la SIGET requiera la medición de perturbaciones en puntos particulares de la red de distribución.

Por otra parte, en cuanto a la opinión de que no es necesario indicar los criterios de selección debido a que será la SIGET quien determine los puntos de medición, debe tomarse en cuenta que este artículo también es aplicable cuando habiendo detectado incumplimiento en los niveles de perturbaciones en las redes de distribución, el distribuidor debe efectuar mediciones adicionales a las requeridas por la SIGET para identificar al usuario perturbador; de forma que es conveniente que en las Normas se indiquen criterios generales para la selección de dichos puntos.

#### **4.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

En virtud de lo antes expresado se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### **5. ARTÍCULO 43**

#### **5.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

*Art. 43. La SIGET determinará los puntos de verificación del nivel de efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución, designando a cada empresa distribuidora un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios; en el caso que una empresa distribuidora cuente con menos de sesenta mil (60,000) usuarios se le designará un (1) punto de verificación mensual. El número de mediciones a realizar podrá ser modificado por la SIGET, si a su juicio resultara inadecuado para el objetivo previsto, en cuyo caso, la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.*

#### **5.2 Observación de ASIA**

ASIA se limita a formular preguntas sobre el beneficio de los cambios para el usuario final y el efecto en los costos del distribuidor; además consulta el motivo por el que la SIGET propone notificar a las distribuidoras con seis meses de anticipación en el caso que requiera modificar la cantidad de mediciones mensuales.

#### **5.3 Respuesta a ASIA**

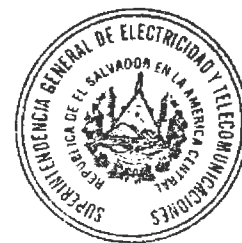
En relación con la consulta sobre el beneficio de los cambios para el usuario final, la modificación propuesta tiene como fin que la SIGET sea la que determine la ubicación de los puntos de medición para el control de los niveles de perturbaciones en las redes de distribución, previniendo de esta manera, la posibilidad de algún tipo de sesgo por parte de las empresas distribuidoras.

Con relación a la consulta sobre el efecto en los costos del distribuidor, debe aclararse que los equipos de medición, el personal y otros recursos necesarios para el control de las perturbaciones, ya se encuentran contemplados en la normativa actual. En ese sentido no se espera ningún incremento en los costos actuales pues se trata de actividades que el distribuidor ya realiza.

En relación con la consulta referente al plazo de seis meses, se aclara que la base del mismo se encuentra en el artículo 38 de las Normas, que en el contexto de la campaña para el control de la regulación de los niveles de tensión, bajo las mismas condiciones se establece un plazo de seis meses para que las empresas distribuidoras efectúen las adecuaciones necesarias para cumplir con un nivel de exigencia, que incluso podría conllevar a la adquisición de nuevos equipos de medición.

#### **5.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

En virtud de lo antes expresado se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.



## 6. ARTÍCULO 45

### 6.1. Propuesta Inicial de la SIGET

**SIGET**

*Art.45. La empresa, en su sistema de distribución, deberá limitar la distorsión armónica de tensión en los niveles de media y baja tensión a fin de no sobrepasar los valores especificados en la Tabla N° 4 de las presentes Normas. Las tasas de distorsión individual (TDI) y distorsión total (VDAT) se determinarán porcentualmente con respecto a la componente de voltaje de la frecuencia fundamental (60 Hz).*

*Estos niveles de referencia para las armónicas de tensión en media y baja tensión, no deben ser superados durante más del cinco por ciento (5 %) del periodo de medición.*

*Tabla No. 4 – Límites de distorsión armónica de voltaje en redes de media y baja tensión*

Órdenes impares no múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes impares múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes pares (n)	Tasa de distorsión individual (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3.0	21	0.2	8	0.5
17	2.0	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	$0.2+1.3*25/n$				
LÍMITE DE LA TASA DE DISTORSIÓN TOTAL = 8 %					

### 6.2. Observación del INSTITUTO DE INGENIEROS EN ELECTRICIDAD Y ELECTRÓNICA IEEE SECCIÓN EL SALVADOR (IEEE)

El IEEE propone modificar el contenido de la tabla N° 4, a fin de diferenciar los límites aplicables a niveles de tensión de hasta 69 kV, de los límites aplicables a niveles de tensión mayores que 69 kV y menores o iguales que 115 kV. Las justificaciones se sustentan en las normas IEC 61000-3-6.

### 6.3 Respuesta al IEEE

La propuesta del IEEE incluye límites para las tensiones comprendidas entre 69 y 115 kV, al respecto debe tomarse en cuenta que las Normas en proceso de consulta solamente son aplicables a los sistemas de distribución de El Salvador, y en el sistema eléctrico nacional no existen sistemas de distribución que operen en el rango de tensión que el IEEE propone incluir en las Normas. Adicionalmente, no es factible incluir el nivel de tensión de 115kV, pues en El Salvador, dicho nivel de tensión es la frontera de la alta tensión y es utilizado por el sistema de transmisión nacional.

### 6.4 Observación de ASIA

ASIA se limita a formular preguntas sobre el beneficio de los cambios de los valores para el usuario final y el efecto en los costos del distribuidor.



### 6.5 Respuesta a ASIA

Con relación a la consulta sobre el beneficio de los cambios para el usuario final, los límites establecidos en el documento sometido a consulta, son los mismos límites con los que cuenta la norma actual, es decir que no se han cambiado los límites.

Con relación a la consulta sobre el efecto en los costos del distribuidor, los límites y las mediciones a realizar ya se encuentran contempladas en la normativa actual. En ese sentido no se espera ningún incremento en los costos actuales pues se trata de actividades que el distribuidor ya realiza.

### 6.6 Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR y las empresas distribuidoras de AES El Salvador manifiestan que con el objeto de asegurar que tanto los usuarios finales como las empresas distribuidoras interpreten correctamente los indicadores definidos en este artículo, se propone incluir en estos artículos la definición de cada indicador:

$$TDI = \frac{U_n}{U_1}$$
$$VDAT = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2}$$

En donde:

$U_n$ : Amplitud del voltaje de la armónica n

$U_1$ : Amplitud del voltaje de la frecuencia fundamental (60 Hz)

También indican que en vista de que las tablas especificadas en la metodología propuesta en el presente proyecto de modificación de las Normas consideran datos únicamente hasta la armónica 25, se vuelve innecesario especificar en la Tabla No. 4 los límites para armónicas mayores a la 25.

### 6.7 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

La solicitud de indicar de manera explícita las fórmulas para el cálculo de los indicadores se considera procedente.

Por otra parte, no se considera procedente la solicitud de omitir límites para componentes armónicas de orden superior a 25 debido a que en la metodología las tablas requieren sólo hasta la armónica de orden 25 porque son las componentes que se utilizarán para el cálculo de las eventuales compensaciones, pero esto no implica que no existan armónicas de orden superior, o que no exista necesidad de limitar el orden de magnitud de dichas armónicas. Asimismo se aclara que los archivos en formato nativo que se remitan a la SIGET deberán contener la totalidad de armónicas registradas por el equipo de medición.



## 6.8 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica **SIGET**

De conformidad a lo explicado en los numerales anteriores, así como lo indicado en el análisis del artículo 49 de las Normas en lo referente a evaluar el cumplimiento de los límites a nivel de fase, se recomienda modificar la redacción propuesta de la siguiente manera:

*Art.45. La empresa distribuidora, en su sistema de distribución, deberá limitar la distorsión armónica de tensión en los niveles de media y baja tensión a fin de no sobrepasar los valores especificados en la tabla N° 4 de las presentes Normas.*

Las tasas de distorsión individual (TDI) y distorsión total (VDAT) se determinarán porcentualmente con respecto a la componente de voltaje de la frecuencia fundamental (60 Hz) de la forma siguiente:

$$TDI = \frac{U_n}{U_1} \times 100$$

$$VDAT = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_n^2}}{U_1} \times 100$$

En donde:

TDI: Tasa de distorsión individual

VDAT: Tasa de distorsión total

$U_n$ : Amplitud del voltaje de la armónica  $n$

$U_1$ : Amplitud del voltaje a la frecuencia fundamental (60 Hz)

Los límites ~~Estos niveles de referencia para las armónicas de~~ distorsión armónica de tensión en media y baja tensión, no deben ser superados durante más del cinco por ciento (5 %) del periodo de medición, tomando en cuenta que el análisis de cumplimiento debe realizarse para cada una de las fases existentes en el punto de medición.

Tabla No. 4 – Límites de distorsión armónica de voltaje en redes de media y baja tensión

Órdenes impares no múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes impares múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes pares (n)	Tasa de distorsión individual (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3.0	21	0.2	8	0.5
17	2.0	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$				
LÍMITE DE LA TASA DE DISTORSIÓN TOTAL = 8 %					

## 7. ARTÍCULO 46

### 7.1 Propuesta Inicial de la SIGET

*Art.46. Las mediciones para determinar los niveles de distorsión armónica de tensión en las redes de distribución, serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, puntos de entrega a usuarios finales, en puntos donde se sospeche que pueda haber distorsión armónica de tensión o en puntos particulares requeridos por la SIGET.*

### 7.2 Observación de ASIA

ASIA se limita a formular preguntas relativas al beneficio que la modificación propuesta generará para el usuario final y el efecto en los costos del distribuidor.

### 7.3 Respuesta a ASIA

En relación con la consulta sobre el beneficio de los cambios para el usuario final, la modificación propuesta incorpora la posibilidad de que la SIGET requiera a las distribuidoras la medición de perturbaciones en puntos particulares de la red de distribución, lo cual habilita una eventual participación de la SIGET en la identificación de usuarios que inyecten perturbaciones en la red de distribución.

Con relación a la consulta sobre el efecto en los costos del distribuidor, debe indicarse que los equipos de medición, el personal y otros recursos necesarios para el control de las perturbaciones, ya se encuentran contemplados en la normativa actual. En ese sentido no se espera ningún incremento en los costos actuales pues se trata de actividades que el distribuidor ya realiza.

### 7.4 Observación de AES El Salvador

Las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador, considerando que la SIGET determinará los puntos en donde se instalarán los equipos de medición, estiman que no es necesario especificar los criterios de selección de dichos puntos ni que existan puntos particulares requeridos por la SIGET (todos serán requeridos por la SIGET), por lo que proponen eliminar parte del artículo 46 de la siguiente forma:

*Art.46. Las mediciones para determinar los niveles de distorsión armónicas de tensión en las redes de distribución, serán realizadas por las empresas distribuidoras en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en sus redes de distribución, transformadores de potencial de subestaciones, ~~puntos de entrega a usuarios finales, en puntos donde se sospeche que pueda haber distorsión armónica de tensión o en puntos particulares requeridos por la SIGET.~~*

### 7.5 Respuesta a AES El Salvador

Las empresas del grupo AES El Salvador manifiestan estar de acuerdo con que sea la SIGET quien determine los puntos de medición; en ese sentido no se justifica la propuesta de suprimir la



sección en donde se expresa la posibilidad de que la SIGET requiera la medición de perturbaciones en puntos particulares de la red de distribución.

Por otra parte, en cuanto a la opinión de que no es necesario indicar los criterios de selección debido a que será la SIGET quien determine los puntos de medición, debe tomarse en cuenta que este artículo también es aplicable cuando habiendo detectado incumplimiento en los niveles de perturbaciones en las redes de distribución, el distribuidor debe efectuar mediciones adicionales a las requeridas por la SIGET para identificar al usuario perturbador; de forma que es conveniente que en las Normas se indiquen criterios generales para la selección de dichos puntos.

#### **7.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

En virtud de lo antes expresado se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### **8. ARTÍCULO 47**

#### **8.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

*Art. 47. La SIGET determinará los puntos de verificación del nivel de distorsión armónica de tensión en las redes de distribución, designando a cada empresa distribuidora un (1) punto de verificación por cada sesenta mil (60,000) usuarios; en el caso que una empresa distribuidora cuente con menos de sesenta mil (60,000) usuarios se le designará un (1) punto de verificación mensual. El número de mediciones a realizar podrá ser modificado por la SIGET, si a su juicio resultara inadecuado para el objetivo previsto, en cuyo caso, la distribuidora deberá ser notificada con una antelación de por lo menos seis (6) meses.*

#### **8.2 Observación de ASIA**

ASIA se limita a formular preguntas sobre el beneficio de los cambios para el usuario final y el efecto en los costos del distribuidor; además consulta el motivo por el que la SIGET propone notificar a las distribuidoras con seis meses de anticipación en el caso que requiera modificar la cantidad de mediciones mensuales.

#### **8.3 Respuesta a ASIA**

En relación con la consulta sobre el beneficio de los cambios para el usuario final, la modificación propuesta tiene como fin establecer que la SIGET determinará la ubicación de los puntos de medición para el control de los niveles de perturbaciones en las redes de distribución, previniendo de esta manera, la posibilidad de algún tipo de sesgo por parte de las empresas distribuidoras.

Con relación a la consulta sobre el efecto en los costos del distribuidor, debe indicarse que los equipos de medición, el personal y otros recursos necesarios para el control de las perturbaciones, ya se encuentran contemplados en la normativa actual. En ese sentido no se espera ningún incremento en los costos actuales pues se trata de actividades que el distribuidor ya realiza.

En relación con la consulta referente al plazo de seis meses, se aclara que la base del mismo se encuentra en el artículo 38 de las Normas, que en el contexto de la campaña para el control de la

regulación de los niveles de tensión, bajo las mismas condiciones, se establece un plazo de seis meses para que las empresas distribuidoras efectúen las adecuaciones necesarias para cumplir con un nivel de exigencia, que incluso podría conllevar a la adquisición de nuevos equipos de medición.

#### **8.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

En virtud de lo antes expresado se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### **9. ARTÍCULO 48**

#### **9.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

*Art.48. El periodo de medición en cada punto de verificación de distorsión armónica de tensión debe ser de siete (7) días calendario, realizadas en intervalos de diez (10) minutos, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya.*

#### **9.2 Observación de IEEE**

El IEEE propone la siguiente redacción del artículo 48:

*Art.48. El periodo de medición en cada lugar ~~punto de verificación de distorsión armónica de tensión~~ debe ser de siete (7) días calendario. Las mediciones de distorsión armónica de tensión individual y la distorsión armónica de tensión total deberán ser realizadas en intervalos de diez (10) minutos, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya.*

#### **9.3 Respuesta al IEEE**

El IEEE no justifica los cambios propuestos, en particular lo referente a la propuesta de utilizar la Norma IEC 1000-4-7 en lugar de la Norma IEC 61000-4-7. Aunado a ello, la redacción propuesta por IEEE tiene el mismo sentido que la planteada por la SIGET.

#### **9.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes indicado, y considerando la observación expresada en el número 36.2 del presente informe, respecto a la posibilidad de que una medición resulte inválida por no contar con la cantidad mínima de 1,008 registros válidos, se recomienda modificar la redacción del artículo de la siguiente manera:

*Art.48. El periodo de medición en cada punto de verificación de distorsión armónica de tensión debe ser de al menos siete (7) días calendario, realizadas en intervalos de diez (10) minutos, y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7 ó la que la sustituya.*

### **10. ARTÍCULO 49**

#### **10.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

*Art.49. La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través de los índices de calidad de la distorsión armónica de corriente de carga y por el índice de flicker generado por*



el usuario. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en el punto de entrega al usuario final, sea éste en media o baja tensión, de acuerdo a los parámetros siguientes:

**SIGET**

a) Para potencias registradas mayores que 10 kW, se utilizarán los indicadores DATI y DAIH definidos de la manera siguiente:

$$DATI = \sqrt{\sum_{i=1}^{25} \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100$$

$$DAIH = \frac{I_i}{I_1} \times 100$$

Donde:

DATI: Distorsión armónica total de corriente.

DAIH: Distorsión armónica individual de corriente.

$I_i$ : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden  $i$ .

$I_1$ : Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

b) Para potencias registradas menores o iguales que 10 kW, se utilizarán los indicadores  $I_i$  que se definen como la intensidad en amperios de la componente armónica de orden " $i$ " de la corriente de carga.

## 10.2 Observación del IEEE

El IEEE propone la siguiente redacción:

Art.49. La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través del Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de Corriente de Carga y por Índice de Flicker Generado por el Usuario. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en el punto de entrega al usuario final, sea éste en media o baja tensión, de acuerdo a los parámetros siguientes:

Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga. El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga medida en el punto de conexión.

a) Para medianas y grandes demandas, se utiliza Para potencias registradas mayores que 10 kW, se utilizarán los indicadores DATI y DAIH definidos de la manera siguiente:

$$DATI = \sqrt{\sum \frac{I_i^2}{I_L^2}} \times 100$$

$$DAIH = \frac{I_i}{I_L} \times 100$$

Donde:

DATI: Distorsión Armónica Total de Corriente.

DAII: Distorsión Armónica Individual de Corriente.

li: Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i.

IL: Componente de la Intensidad de Corriente de Carga Nominal de la frecuencia fundamental (60 Hz).

- b) Para tensiones de 120V-230V y potencias de carga menores de 10 kW, se utiliza ~~Para potencias registradas menores o iguales que 10 kW, se utilizarán los indicadores li que se definen como la intensidad en amperios de la componente armónica de orden "i" de la corriente de carga:~~

$$\Delta li = (li \text{ carga} - li \text{ límite})$$

Donde:

li límite: límite de tolerancia establecida para la intensidad armónica.

Cuando un caso particular no cumpla con lo estipulado en los literales a) ó b), la condición predominante es la potencia.

### 10.3 Respuesta al IEEE

La mayor parte de las modificaciones propuestas representan un cambio de redacción, pero no modifica los efectos del artículo según la propuesta inicial de la SIGET.

En relación con la propuesta de utilizar la corriente de carga nominal en lugar de la componente fundamental, el IEEE no presenta argumentación para el cambio propuesto.

### 10.4 Observación de ASIA

ASIA se limita a formular preguntas sobre el beneficio de los cambios de los valores para el usuario final y el efecto en los costos del distribuidor.

### 10.5 Respuesta a ASIA

Con relación a la consulta sobre el beneficio de los cambios de los valores para el usuario final, se aclara que los límites establecidos en el documento sometido a consulta, son los mismos límites con lo que cuenta la norma actual, es decir no se han cambiado los límites. El único cambio respecto de la norma actual, es que se define claramente que los indicadores se calcularán tomando en cuenta hasta el armónico de orden 25.

Con relación a la consulta sobre el efecto en los costos del distribuidor, debe indicarse que los límites y las mediciones a realizar ya se encuentran contempladas en la normativa actual. En ese sentido no se espera ningún incremento en los costos actuales pues se trata de actividades que el distribuidor ya realiza.

### 10.6 Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador manifiestan que los equipos aprobados por la SIGET para la campaña de perturbaciones no tienen la capacidad de medir



directamente en media tensión; por lo que si el punto de entrega es en media tensión, la medición se realiza utilizando los transformadores de potencial y corriente existentes en las instalaciones del usuario final. En ese sentido, expresan que la redacción propuesta en el segundo párrafo de este artículo puede prestarse a malinterpretaciones.

Respecto a la comparación de las potencias registradas con el valor de 10 kW, AES El Salvador **SIGET** indica que es necesario aclarar si la potencia registrada se refiere a la potencia total o a la potencia registrada por cada fase.

Con relación a la aplicación de la normativa de perturbaciones a los usuarios de pequeña demanda, las empresas distribuidoras manifiestan que dichos usuarios disponen únicamente de electrodomésticos o equipos electrónicos, quienes poca o ninguna gestión pueden hacer para evitar la producción de armónicas. En ese sentido, proponen que para este tipo de usuarios, el control se haga desde el lado de los fabricantes de equipos, exigiéndoles el cumplimiento de niveles máximos de emisión de armónicos.

Por otro lado, en cuanto a la aplicación de la normativa de perturbaciones a demandas mayores que 10 kW, manifiestan estar en desacuerdo con la utilización de la componente fundamental de la corriente de carga, así como con la utilización de límites en función de la demanda registrada por los equipos de medición y no del tipo de usuario; en base a los siguientes argumentos:

- a) Las normas argentina y panameña definen el DAII como porcentaje de la corriente contratada y no como porcentaje de la intensidad de corriente de frecuencia nominal.
- b) Consideran que pueden generarse inconsistencias cuando el usuario demanda poca potencia, ya que el denominador de la fórmula de cálculo del DAII (corriente de la frecuencia fundamental) es pequeño, produciendo un efecto matemático de un valor elevado. En casos extremos, cuando el denominador tienda a cero, el valor del DAII tendería a infinito, lo que no necesariamente corresponde al efecto físico en la red de distribución.
- c) El estándar IEEE-519, en su numeral 10.4, recomienda utilizar en el denominador la corriente promedio de las demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, por lo que se propone utilizar un concepto similar o como mínimo un promedio de los últimos 3 meses.
- d) Consideran que no es conveniente aplicar en una misma medición los criterios definidos en las letras a) y b) del artículo 49 en función de la potencia de cada registro de la medición, sino que debe definirse un único criterio para toda la medición en función del tipo de usuario. Se propone utilizar la clasificación tarifaria establecida en el Pliego Tarifario: Pequeña Demanda ( $P < 10$  kW) y Mediana y Gran Demanda ( $P > 10$  kW).
- e) Al realizar un análisis de algunas mediciones de la campaña del 2009 correspondientes al acuerdo 53-E-2008, se determina que en el caso de aquellas mediciones cuyos registros superan constantemente los 10 kW y en ocasiones es inferior a 10 kW, al utilizar la combinación de límites se obtiene un FebNoPer menor al que se obtiene si se utilizan solamente los límites para mayores de 10 kW; y, en el caso contrario, cuando la potencia de cada registro se mantiene por debajo de 10 kW y en ocasiones arriba de 10 kW, la combinación de límites produce un FebNoPer menor al que se obtiene al utilizar los límites para menores de 10 kW. En ese sentido, consideran que el uso de límites mixtos en determinados casos podría ocasionar que un usuario perturbador no sea considerado como tal.

Las propuestas de redacción de DELSUR y AES El Salvador son las siguientes:



DELSUR:

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en el punto de entrega al usuario final, ~~sea este en media o baja tensión~~, de acuerdo a...

AES El Salvador:

Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en el punto de entrega al usuario final, sea este en media tensión a través de sus correspondientes transformadores de potencial y corriente o en baja tensión, de acuerdo a...

#### 10.7 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

Se considera procedente la ampliación del artículo propuesta por AES El Salvador, para indicar de forma explícita la utilización de los transformadores de medida para la medición de perturbaciones.

Asimismo, se considera procedente el comentario relacionado con la dificultad para el control de las perturbaciones generadas por pequeñas demandas que requieren de la energía eléctrica para uso de electrodomésticos. Al respecto, es importante mencionar que no existe evidencia que indique que los usuarios residenciales estén afectando significativamente las redes de distribución. Sin embargo, los argumentos expuestos, no justifican la exclusión de la totalidad de usuarios de pequeñas demandas, sino solamente a los que hacen uso de la energía con fines domésticos, por lo que solamente se considera procedente excluir a los usuarios residenciales.

Respecto a la utilización de la corriente contratada para el cálculo de los indicadores DATI y DAII, y la aplicación de límites según el tipo de usuario y no según la demanda registrada, resulta improcedente por los siguientes motivos:

- a) En cuanto a la comparación de la norma de El Salvador con las normas de Argentina y Panamá, se debe tomar en cuenta que existen diferencias en cuanto a la forma en que la potencia contratada es aplicada en la facturación en dichos países, que hacen que no sea conveniente utilizar dicho valor como parámetro, pues tal como DELSUR y AES El Salvador afirman en sus argumentos: *"...en El Salvador al momento de contratar un nuevo suministro el usuario debe declarar una potencia, debido a que este valor no tiene ninguna implicación económica para el usuario, este valor no es una potencia que esté contratando el usuario sino más bien una simple declaración del uso que pretende darle al suministro sin adquirir ningún compromiso con la distribuidora. Por consiguiente, este valor no podría ser una referencia válida para utilizarlo como en las normativas de Argentina y Panamá..."*

Por otra parte, puede verse que la normativa de Guatemala, al igual que la normativa de El Salvador, no hace referencia a la potencia contratada. También puede verificarse que tales normativas (Argentina, Panamá, Guatemala, El Salvador, etc.) han tomado como referencia a las normas internacionales emitidas por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en inglés), las cuales definen los indicadores y límites en función de la corriente fundamental, no en función de una corriente máxima o contratada; es decir, la normativa propuesta para El Salvador está acorde con las definiciones de la IEC.

- b) En cuanto a la posibilidad de generación de inconsistencias, se debe aclarar que no es correcto lo expresado por la empresa distribuidora en cuanto a que se producen valores artificialmente altos del DAII o del DATI cuando la corriente de carga es baja o tiende a cero.



**SIGET**

Esto se debe a que los límites indicados en las normas dependen de la demanda del usuario, de forma que cuando la demanda es pequeña, el límite no es un porcentaje, sino un valor en amperios; de esta forma, en el caso extremo que las empresas señalan, si la corriente es cero, también el indicador es cero, y no infinito como podría ocurrir si el límite no dependiera de la demanda real.

- c) En cuanto a la referencia al estándar IEEE-519, se debe aclarar que las recomendaciones que hace dicho estándar, están acordes con sus propias definiciones y límites, los cuales no son válidos cuando se aplican definiciones y límites de otras normas, tales como las emitidas por la IEC.
- d) En cuanto a la conveniencia de aplicar en una misma medición los criterios definidos en las letras a) y b) del artículo 49 en función de la potencia de cada registro de medición y no en función de la clasificación tarifaria, se aclara que dicha metodología es necesaria para medir adecuadamente el cumplimiento o incumplimiento de la normativa en base a las definiciones y límites que contiene, de otra manera se obtendrían resultados incompatibles con los límites establecidos. Por ejemplo, la definición del DAI y del DATI conllevaría a valores artificialmente altos cuando las corrientes de carga sean bajas, o si se modifica la definición del DAI y del DATI para utilizar la corriente máxima de un período en lugar de la fundamental del registro, los resultados obtenidos ya no guardarían relación con los límites, que suponen una medición referida a la componente fundamental registrada.
- e) En cuanto al análisis comparativo de la utilización combinada de criterios, se aclara que tal como se ha expresado anteriormente, la utilización de un criterio que no depende de la demanda registrada conlleva a resultados erróneos cuando se utilizan límites que sí dependen de la demanda registrada. En los casos citados, cuando el usuario de pequeña demanda sobrepasa los 10 kW, la empresa le exige un nivel de calidad superior al que le exigiría a un usuario con una demanda media superior a los 10 kW; de la misma manera, cuando el usuario de mediana o gran demanda no sobrepasa los 10 kW le exige un nivel de calidad superior al que le exige a un usuario de pequeña demanda.

En relación con el señalamiento de AES El Salvador referente a la necesidad de aclarar si el artículo 49 hace referencia a la potencia registrada total o a la potencia registrada por fase, se aclara que la propuesta inicial de la SIGET hace referencia a la potencia total, esto debido a que tenía el propósito de establecer límites acordes al nivel de demanda de los usuarios finales (pequeñas, medianas y grandes demandas). Sin embargo, lo mencionado por AES El Salvador, ha llevado a analizar la posibilidad de establecer límites según la demanda de cada fase, lo cual se ha considerado procedente, puesto que los límites de intensidad armónica indicados en la tabla 5 del artículo 50 se refieren a corrientes de fase, las cuales están asociadas a potencias del orden de los 3.5 kW por fase.

La necesidad de contar con límites según la potencia de cada fase y no por medio de la potencia total se observa al considerar situaciones en las que las potencias por fase son sensiblemente mayores que 3.5 kW, sin que la potencia total sobrepase los 10 kW. Por ejemplo, a un servicio bifilar en baja tensión (120 voltios) con una demanda de 8 kW (potencia por fase = potencia total), se le estaría exigiendo no sobrepasar una intensidad de 4.6 amperios para la tercera armónica, lo que equivale a aproximadamente a una tasa de distorsión individual de 8.6%, mientras que a una empresa de mediana demanda con servicio trifásico, al mismo nivel de tensión, con potencias por fase de 8 kW por fase (24 kW de potencia total), se le estaría aceptando una tasa de distorsión individual de 16.6%, lo que equivale a una intensidad para la

tercera armónica de aproximadamente 8.85 amperios por fase, los cálculos se muestran a continuación:

- a) Amperios por fase de cada servicio:  $= 8000 \text{ W} / 120 \text{ V} = 66.67$
- b) Intensidad de la componente fundamental  $= 0.80 * 66.67 = 53.33$  (se asume una distorsión armónica del 20% que es la máxima distorsión admisible según las Normas).
- c) Según la propuesta inicial, a potencias totales mayores que 10 kW le corresponde un límite para la tercera armónica de 16.6% de distorsión con respecto a la componente fundamental, por tanto, para el servicio con tres fases, la intensidad máxima para la tercera armónica sería:  
 $I_3 = 53.33 * 0.166 = 8.853$  amperios por fase.
- d) Según la propuesta inicial, a potencias menores que 10 kW le corresponde un límite de 4.6 amperios por fase, que para la demanda monofásica de 8 kW, en el caso crítico (20% de distorsión de la corriente de carga) representaría el 8.6% de la componente fundamental:  
Tasa de distorsión para la tercera armónica  $= 4.6 / 53.33 * 100\% = 8.6\%$
- e) De la comparación de los resultados de c) y d), se observa que para el usuario monofásico, el límite es más estricto, situación que se corregiría si se considera como parámetro de evaluación la potencia de 3.5 kW por fase.

Por lo antes expuesto, se considera que en los análisis del nivel de incumplimiento de emisión de perturbaciones eléctricas debe evaluarse la potencia de cada fase, comparándola con el valor de 3.5 kW, y dejar sin efecto la evaluación de la potencia total y la comparación con 10 kW.

#### 10.8 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

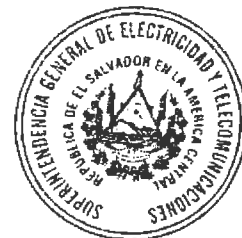
Por lo antes expresado se recomienda modificar los artículos 50 y 55, a fin de indicar al final de cada artículo que los límites indicados no serán aplicables a los usuarios con tarifas de pequeñas demandas de tipo residencial, y modificar el artículo 49 de la siguiente manera:

*Art.49. La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través de los índices de calidad de la distorsión armónica de corriente de carga y por el índice de flicker generado por el usuario. Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas.*

*Las armónicas producidas por el usuario deberán medirse en cada fase del punto de entrega al usuario final, sea este en media tensión a través de sus correspondientes transformadores de potencial y corriente o en baja tensión, de acuerdo a los parámetros siguientes:*

*a) Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea mayor o igual que 3.5 kW. ~~Para potencias registradas mayores que 10 kW,~~ se utilizarán los indicadores DATI y DAII definidos de la manera siguiente:*

$$DATI = \sqrt{\sum_{i=2}^{25} \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100$$
$$DAII = \frac{I_i}{I_1} \times 100$$



**SIGET**

Donde:

DATI: Distorsión armónica total de corriente.

DAII: Distorsión armónica individual de corriente.

Ii: Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i.

II: Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental (60 Hz).

b) Cuando la potencia registrada de la fase evaluada sea menor que 3.5 kW, ~~Para potencias registradas menores o iguales que 10 kW,~~ se utilizarán los indicadores Ii que se definen como la intensidad en amperios de la componente armónica de orden "i" de la corriente de carga.

## 11. ARTÍCULO 50

### 11.1 Propuesta Inicial de la SIGET

**Art.50.** Los indicadores y límites de la distorsión armónica de la corriente de carga originada en las instalaciones internas de un usuario final dependerán de la potencia registrada en cada intervalo de la medición realizada en el punto de entrega del usuario y del orden de la armónica correspondiente y no deberán sobrepasar los correspondientes valores indicados en la Tabla No. 5 de las presentes Normas.

Tabla 5 – Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión

Orden de la armónica (n)		Potencia $\leq 10$ kW	Potencia $> 10$ kW
		Intensidad Armónica (amperios)	Distorsión Armónica Individual de Corriente (%)
Órdenes impares no múltiplos de 3	5	2.28	12.0
	7	1.54	8.5
	11	0.66	4.3
	13	0.42	3.0
	17	0.26	2.7
	19	0.24	1.9
	23	0.20	1.6
	25	0.18	1.6
Órdenes impares múltiplos de 3	>25	4.5/n	0.2+0.8*25/n
	3	4.60	16.6
	9	0.80	2.2
	15	0.30	0.6
	21	0.21	0.4
	>21	4.5/n	0.3
Órdenes pares	2	2.16	10.0
	4	0.86	2.5
	6	0.60	1.0
	8	0.46	0.8
	10	0.37	0.8
	12	0.31	0.4
	>12	3.68/n	0.3
Distorsión Armónica Total de Corriente (%)		--	20

### 11.2 Observación del IEEE

La IEEE propone ampliar la tabla 5 de las Normas a fin de que en el caso de pequeñas demandas se diferencien los límites entre servicios monofásicos a 120V, de los servicios monofásicos a 240V; y que, para el caso de medianas y grandes demandas en media tensión, se diferencien los límites para servicios a niveles de tensión menores o iguales a 69 kV, de los servicios a niveles de tensión mayores que 69 kV y menores o iguales que 115 kV. Las justificaciones técnicas y los límites propuestos se sustentan en el procedimiento usado para establecer límites de corriente armónica descrito en "Gómez San Román, & Román Ubeda. *Power Quality Regulation in Argentina: Flicker and Harmonics. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 3, July 1998*".

### **11.3 Respuesta al IEEE**

En relación con la propuesta del IEEE de diferenciar los límites máximos de emisión de armónicas para servicios monofásicos en baja tensión, se observa que la modificación propuesta implica un incremento en el nivel de exigencia a los usuarios de pequeñas demandas con tensión de servicio de 240V. Al respecto, debe tomarse en cuenta que los límites actuales se encuentran vigentes desde enero del año 2005. En ese sentido, las empresas y usuarios finales en general, han contado con más de seis años para adecuar sus instalaciones eléctricas a fin de cumplir con dichos límites; por tanto, la reducción de dichos márgenes a la mitad, sin haber proporcionado un margen de tiempo razonable para adecuar sus instalaciones a dichas exigencias afectaría negativamente a los usuarios que tengan ese tipo de servicio. Aunado a ello, se estaría vulnerando el artículo 122B de la Ley General de Electricidad que expresa lo siguiente: "*Para los efectos del literal c) del artículo 67 bis de la presente Ley se estará al proceso gradual que corresponda básicamente al tiempo requerido para llenar los requerimientos de calidad que se encuentren debidamente reglamentados de conformidad a la metodología establecida por la SIGET.*"

En relación con la propuesta de definir límites diferentes para servicios con niveles de tensión superiores a 69 kV y menores o iguales que 115 kV, tal como se explicó en el número 6 de este informe al analizar el artículo 45, las Normas solamente son aplicables a los sistemas de distribución de El Salvador, y en el sistema eléctrico nacional no existen sistemas de distribución que operen en el rango de tensión que el IEEE propone incluir en las Normas. Adicionalmente, no es factible incluir el nivel de tensión de 115kV, pues en El Salvador, dicho nivel de tensión es la frontera de la alta tensión y es utilizado por el sistema de transmisión nacional.

### **11.4 Observación de ASIA**

ASIA se limita a formular preguntas sobre el beneficio de los cambios de los valores para el usuario final y el efecto en los costos del distribuidor.

### **11.5 Respuesta a ASIA**

Con relación a la consulta sobre el beneficio de los cambios de los valores para el usuario final, se aclara que los límites establecidos en el documento sometido a consulta, son los mismos límites con lo que cuenta la norma actual, es decir no se han cambiado los límites.

Con relación a la consulta sobre el efecto en los costos del distribuidor, debe indicarse que los límites y las mediciones a realizar ya se encuentran contempladas en la normativa actual. En ese sentido no se espera ningún incremento en los costos actuales pues se trata de actividades que el distribuidor ya realiza.



## 11.6 Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador consideran que en vista de que las tablas especificadas en el Anexo 7 del proyecto de modificación de las normas de calidad consideran datos únicamente hasta la armónica 25, se vuelve innecesario especificar límites para armónicas de orden mayor que dicho valor.

## 11.7 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

No se considera procedente omitir límites para componentes armónicas de orden superior al 25, pues en la metodología se requiere información de dichas armónicas, en vista que son las que se utilizan para el cálculo de las eventuales compensaciones; sin embargo, ello no implica que no existan armónicas de orden superior, o que no hay necesidad de limitar el orden de magnitud de dichas armónicas.

## 11.8 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expuesto, así como lo indicado en el análisis del artículo 49 en lo referente al análisis de los incumplimientos para cada fase en el punto de entrega al usuario final, y lo expresado en el análisis del artículo 75.bis referente a la exclusión de los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial; se recomienda modificar la propuesta inicial de la SIGET de la manera siguiente:

**Art. 50.** Los indicadores y límites de la distorsión armónica de la corriente de carga originada en las instalaciones internas de un usuario final dependerán de la potencia registrada por fase en cada intervalo de la medición realizada en el punto de entrega del usuario y del orden de la armónica correspondiente y no deberán sobrepasar los correspondientes valores indicados en la Tabla No. 5 de las presentes Normas.

Tabla 5 – Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión

Orden de la armónica (n)		Potencia < 3.510 kW Intensidad Armónica (amperios)	Potencia ≥ 3.510 kW Distorsión Armónica Individual de Corriente (%)
Órdenes impares no múltiplos de 3	5	2.28	12.0
	7	1.54	8.5
	11	0.66	4.3
	13	0.42	3.0
	17	0.26	2.7
	19	0.24	1.9
	23	0.20	1.6
	25	0.18	1.6
	>25	4.5/n	$0.2 + 0.8 * 25/n$
Órdenes impares múltiplos de 3	3	4.60	16.6
	9	0.80	2.2
	15	0.30	0.6
	21	0.21	0.4
	>21	4.5/n	0.3
Órdenes pares	2	2.16	10.0
	4	0.86	2.5
	6	0.60	1.0
	8	0.46	0.8
	10	0.37	0.8
	12	0.31	0.4
	>12	3.68/n	0.3
Distorsión Armónica Total de		—	20

Corriente (%)		
---------------	--	--

Los anteriores límites y las compensaciones indicadas en el artículo 77.m no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.

## 12. ARTÍCULO 54

### 12.1 Propuesta Inicial de la SIGET

*Art.54. De los resultados obtenidos durante el control de la distorsión armónica en la etapa de régimen, la SIGET podrá determinar si es necesaria alguna modificación en la definición de los indicadores, límites u otros aspectos definidos para el control de la distorsión armónica.*

### 12.2 Observación de ASIA

ASIA considera que lo indicado en el artículo 54 es muy subjetivo y da lugar a cambios sin justificación técnica.

### 12.3 Respuesta a ASIA

El propósito del artículo 54 es aclarar que a partir de los resultados obtenidos, la SIGET puede proponer modificaciones a las Normas.

En cuanto a la posibilidad de cambios normativos sin justificación técnica, se aclara que a fin de garantizar la transparencia, participación de todos los interesados y previsibilidad regulatoria, la SIGET ha sometido la modificación de las Normas al presente procedimiento de consulta y elaboración participativa, en el cual la misma ASIA está teniendo una participación.

Finalmente, se observa que ASIA no propone una redacción alternativa del artículo 54 en relación con su observación.

### 12.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expuesto se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

## 13. ARTÍCULO 55

### 13.1 Propuesta Inicial de la SIGET

*Art.55.Índice de Flicker Generado por el Usuario. El índice de Flicker generado por el usuario se determina por el índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido sobre la impedancia de referencia fijada por la norma IEC 1000-3-3 ó la que la sustituya.*

*Tolerancias para el Flicker generado por el Usuario:*

**Tabla N° 6- Límites para flicker generado por el usuario**

Carga (SI) kW	Pst
<b>Tensión: (<math>\leq 600</math> V)</b>	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26



<i>Carga (SI) kW</i>	<i>Pst</i>
$30 < SI \leq 50$	1.58
$SI > 50$	1.86
<b><i>Tensión: (<math>600 &lt; V \leq 115 \text{ kV}</math>)</i></b>	
$SI / Scc \leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI / Scc \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / Scc \leq 0.04$	0.74
$SI / Scc > 0.04$	0.80

*Scc*: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]  
*SI*: Carga [kW].

### 13.2 Observación del IEEE

El IEEE manifiesta que los límites deben ser redefinidos en virtud de que la norma citada –IEC 1000-3-3– se refiere a pruebas de laboratorio en un rango particular de voltaje; su propuesta de modificación del artículo 55 es la siguiente:

Art.55. Índice de Flicker Generado por el Usuario. El índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido de acuerdo a metodología a ser definida por la SIGET.

Tolerancias para el Flicker generado por el Usuario:

- (i) Límite de Emisión Individual para usuarios con potencia contratada menor que 10 kW.

Se establece como límite de emisión individual  $Pst = 1.0$

- (ii) Límite de Emisión Individual para usuarios con potencia contratada en el rango  $10 \text{ kW} \leq P < 50 \text{ kW}$  conectados en BT.

Tabla 6a. Límites de Emisión Individuales para usuarios con potencia contratada en el rango  $10 \text{ kW} \leq P < 50 \text{ kW}$  conectados en BT.

Potencia Contratada (kW)	Límites de Emisión Individuales (PST)
$10 \leq P < 20$	1,00
$20 \leq P < 30$	1,26
$30 \leq P < 40$	1,58
$40 \leq P < 50$	1,86

El Pst medido en la red real, en el punto de suministro deberá ser siempre menor que  $Pst = 1.0$ . Los valores en la tabla 6a son mayores que 1 debido a que para usuarios en esta categoría tarifaria, la impedancia de la red de suministro siempre será suficientemente menor que la impedancia de referencia considerada en IEC 1000-3-3.



- (iii) Límite de Emisión Individual para usuarios con potencia contratada en el rango  $P \geq 50$  kW.

Tabla N° 6b. Límites para flicker generado por el usuario

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (600 V < V ≤ 115 kV)	
SI/Sc < 0.005	0.37
0.005 < SI/Sc < 0.02	0.58
0.02 < SI/Sc < 0.04	0.74
SI/Sc > 0.04	0.80

### 13.3 Respuesta al IEEE

La observación relacionada con las impedancias de referencia está vinculada con las observaciones que el IEEE ha presentado para los artículos 58 y 59, en el sentido de que la norma IEC 61000-3-3 se refiere a pruebas de laboratorio de equipos y no tienen el propósito medir el flicker emitido por un usuario final. Por tanto se considera procedente eliminar el requerimiento de las impedancias de referencia para la medición del flicker emitido por los usuarios.

En relación con la propuesta de considerar la potencia contratada como parámetro para determinar el límite máximo de emisión de perturbaciones por parte de los usuarios finales, el IEEE no presenta argumentación para sustentar los cambios propuestos. Adicionalmente, la utilización de dicho parámetro no es aplicable debido a que en El Salvador la potencia contratada es un parámetro que no tiene implicaciones económicas, ni conlleva obligaciones contractuales que garanticen que el usuario demandará un cierto nivel de potencia.

En relación con la observación de que los niveles de perturbación en la red de distribución siempre deben ser menores que 1.0 Pst, a pesar de que los límites indicados en la tabla 6 para usuarios de medianas demandas conectados en baja tensión sean mayores que dicho valor; se debe considerar que en la normativa actual no se indica de manera explícita dicha restricción, de forma que la adición de dicha condición implica un incremento en el nivel de exigencia, a los usuarios de mediana demanda conectados en baja tensión. En ese sentido, la propuesta no es factible en este momento debido a que el incremento del grado de exigencia sin haber proporcionado un margen de tiempo razonable para adecuar sus instalaciones a dichas exigencias, afectaría negativamente a los usuarios que tengan ese tipo de servicio, y va en contra de lo establecido en el artículo 122B de la Ley General de Electricidad que expresa *"Para los efectos del literal c) del artículo 67 bis de la presente Ley se estará al proceso gradual que corresponda básicamente al tiempo requerido para llenar los requerimientos de calidad que se encuentren debidamente reglamentados de conformidad a la metodología establecida por la SIGET."*

En cuanto a la propuesta de modificación de los límites, se observa que la modificación propuesta no cambia los efectos que resultan de la aplicación de la tabla 6 propuesta por la SIGET, lo cual se evidencia a continuación:

- a) En el punto ii) se propone que para usuarios con potencia contratada menor que 10 kW el límite de emisión sea de 1.0 Pst, esto es consistente con el actual límite indicado en la tabla 6, que expresa que para cargas menores o iguales que 20 kW el límite es de 1.0 pst, observándose que el límite para este grupo de usuarios ha permanecido sin variación.



- b) En el punto ii) se propone que para usuarios con potencia contratada en el rango entre 50 kW y conectados en baja tensión, se apliquen los límites indicados en la tabla 6, los cuales coinciden con los límites indicados en la tabla 6, observándose que los límites de cada grupo de usuarios han permanecido sin variación.
- c) En el punto iii) se propone que para usuarios con servicio en media tensión se apliquen los límites indicados en la 6b, los cuales son consistentes con los contenidos en la tabla 6, observándose nuevamente que los límites correspondientes han permanecido sin variación.

**SIGET**

### 13.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Adicionalmente a lo antes indicado, debe tomarse en cuenta que el artículo 55 se encuentra relacionado con aspectos adicionales que han sido analizados en el presente informe, los cuales se indican a continuación:

- a) Se debe incluir la referencia al estándar internacional IEC 61000-4-15 (observación al artículo 41).
- b) El nivel de tensión de 115 kV no es utilizado en los sistemas de distribución de energía eléctrica de El Salvador y es utilizado en el sistema de transmisión nacional, por lo que no es procedente que las Normas incluyan la regulación de los niveles de perturbación en dicho nivel de tensión (observación a los artículos 45 y 50).
- c) Se debe aclarar que la potencia a la que se hace referencia en la tabla de límites, es la potencia registrada total y no la potencia registrada por fase (observación al artículo 49).
- d) Se debe eliminar la referencia al estándar IEC 61000-3-3 (observación al artículo 58).
- e) Los límites no serán aplicables a usuarios de pequeñas demandas de tipo residencial (observación al artículo 49 y propuesta de nuevo artículo 75.bis).

Por tanto, se recomienda modificar la redacción del artículo 55 de la siguiente manera:

**Art.55. Índice de Flicker Generado por el Usuario.** El índice de Flicker generado por el usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido en cada fase del punto de entrega al usuario final, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 o la que la sustituya, sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3 ó la que la sustituya.

*Tolerancias para el Flicker generado por el Usuario:*

A continuación se presentan los valores del índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) que no deben ser excedidos por el usuario:

**Tabla N° 6- Límites para flicker generado por el usuario**

Carga (SI) kW	Pst
<b>Tensión: (<math>\leq 600</math> V)</b>	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58

Nº. 1033

LIBRO 65 PAG. 90

<i>Carga (SI) kW</i>	<i>Pst</i>
<i>SI &gt; 50</i>	<i>1.86</i>
<b><i>Tensión: (600 &lt; V ≤ 115 kV)</i></b>	
<i>SI / Scc ≤ 0.005</i>	<i>0.37</i>
<i>0.005 &lt; SI / Scc ≤ 0.02</i>	<i>0.58</i>
<i>0.02 &lt; SI / Scc ≤ 0.04</i>	<i>0.74</i>
<i>SI / Scc &gt; 0.04</i>	<i>0.80</i>

*Scc: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]*

*SI: Potencia total máxima registrada en el período de medición en ~~Carga~~ [kW] (Carga).*

*Los anteriores límites y las compensaciones indicadas en el artículo 77.n no serán aplicables a los usuarios clasificados en la categoría tarifaria de pequeña demanda, uso residencial.*

## 14. ARTÍCULO 58

### 14.1 Propuesta Inicial de la SIGET

**Art.58.** *Las mediciones deberán realizarse durante un período de siete (7) días calendario y en intervalos de 10 minutos usando un medidor de flicker, según establece la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.*

*Para cargas de baja tensión, la medición debe ser hecha sobre una impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 61000-3-3 o la que la sustituya, con las siguientes características:*

$$Z_{ph} = 0.24 + j0.15 \text{ ohms}$$

$$Z_n = 0.16 + j0.10 \text{ ohms}$$

*Donde  $Z_{ph}$  es la impedancia de cada una de las fases de tensión medidas y  $Z_n$  es la impedancia del neutro.*

### 14.2 Observación del IEEE

El IEEE expresa que los valores de la impedancia de referencia indicados en el artículo 58 son valores para prueba de equipos en el rango de voltaje 220 V a 250 V, y que para sistemas con voltaje nominal menor que 220 V, línea-neutro y frecuencia de 60 hz, los límites y valores de circuitos de referencia aún no han sido considerados en la norma IEC 1000-3-3, por lo que recomiendan eliminar los artículos 58 y 59.

### 14.3 Respuesta al IEEE

Puede verificarse que las observaciones del IEEE continúan siendo válidas incluso si se considera la norma IEC 61000-3-3, que sustituye a la norma IEC 1000-3-3; sin embargo, dicho argumento no justifica la eliminación de la totalidad del artículo 58, sino sólo lo concerniente a la impedancia de referencia y a la norma IEC 61000-3-3.

### 14.4 Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador explican que el propósito de las Normas IEC 61000-3-3 no es la medición del flicker emitido por un usuario final en las redes



de distribución, por lo que consideran que la implementación inmediata del mecanismo medición mediante impedancias de referencia no es viable en El Salvador.

Al respecto, proponen la realización de un estudio en conjunto con las empresas distribuidoras con la finalidad de determinar las impedancias de referencias que pueden aplicarse en el sistema eléctrico nacional, además, proponen definir el procedimiento para identificar al usuario perturbador.

#### 14.5 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

Los argumentos expresados por las empresas distribuidoras son similares a los expresados por el IEEE, en el sentido de advertir que las impedancias de referencia indicadas en las Normas IEC 61000-3-3 no tienen el propósito de medir el flicker emitido por un usuario final, sino la compatibilidad electromagnética de equipos eléctricos en condiciones de laboratorio. En ese sentido, la realización de un estudio para determinar las impedancias de referencia no contribuiría con el objetivo de las Normas, ya que implicaría ajustar la norma IEC 61000-3-3 a los valores nominales del sistema eléctrico nacional, y tal como lo han expresado las mismas empresas distribuidoras, dichas normas no tienen el propósito medir el flicker emitido por un usuario final.

En relación con la propuesta de definir un procedimiento para identificar al usuario perturbador, las empresas distribuidoras deben guiarse por los límites, métodos de medición y plazos expresados en las Normas.

#### 14.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expresado, y considerando la observación indicada en el número 36.2 del presente informe, respecto a la posibilidad de que una medición resulte inválida por no contar con la cantidad mínima de 1,008 registros válidos, se recomienda modificar la redacción del artículo de la siguiente manera:

*Art. 58. Las mediciones deberán realizarse durante un período de al menos siete (7) días calendario y en intervalos de diez (10) minutos usando un medidor de flicker, y de acuerdo a según establece la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya.*

*Para cargas de baja tensión, la medición debe ser hecha sobre una impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 61000-3-3 o la que la sustituya, con las siguientes características:*

$$Z_{ph} = 0.24 + j0.15 \text{ ohms}$$

$$Z_n = 0.16 + j0.10 \text{ ohms}$$

*Donde  $Z_{ph}$  es la impedancia de cada una de las fases de tensión medidas y  $Z_n$  es la impedancia del neutro.*

### 15. ARTÍCULOS 59

### **15.1 Propuesta inicial de la SIGET**

*Art. 59. La impedancia de referencia de neutro (Zn) será utilizada solamente para aquellos Usuarios cuya alimentación es monofásica.*

### **15.2 Observación del IEEE**

El IEEE expresa que los valores de la impedancia de referencia indicados en el artículo 58 son valores para prueba de equipos en el rango de voltaje 220 V a 250 V, y que para sistemas con voltaje nominal menor que 220 V, línea-neutro y frecuencia de 60 hz, los límites y valores de circuitos de referencia aún no han sido considerados en la norma IEC 1000-3-3, por lo que recomiendan eliminar los artículos 58 y 59.

### **15.3 Respuesta al IEEE**

Puede verificarse que las observaciones del IEEE continúan siendo válidas incluso si se considera la norma IEC 61000-3-3, que sustituye a la norma IEC 1000-3-3; de forma que se considera procedente eliminar lo relativo a la norma IEC 61000-3-3 y a las impedancias de referencia.

### **15.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

En virtud de lo antes explicado se recomienda eliminar el artículo 59.

~~*Art. 59. La impedancia de referencia de neutro (Zn) será utilizada solamente para aquellos Usuarios cuya alimentación es monofásica.*~~

## **16. ARTÍCULO 61**

### **16.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

*Art. 61. De los resultados obtenidos durante el control del efecto parpadeo (flicker) en la etapa de régimen, la SIGET podrá determinar si es necesaria alguna modificación en la definición de los indicadores, límites u otros aspectos definidos para el control del efecto parpadeo.*

### **16.2 Observación de ASIA**

ASIA considera que lo indicado en el artículo 61 es muy subjetivo y da lugar a cambios sin justificación técnica.

### **16.3 Respuesta a ASIA**

El propósito del artículo 61 es aclarar que a partir de los resultados obtenidos, la SIGET puede proponer modificaciones a las Normas.

En cuanto a la posibilidad de cambios normativos sin justificación técnica, se aclara que a fin de garantizar la transparencia, participación de las partes interesadas y previsibilidad regulatoria, la SIGET ha sometido la modificación de las Normas al presente procedimiento de consulta y elaboración participativa, en el cual la misma ASI está teniendo participación.



Finalmente se observa que ASIA no propone una redacción alternativa del artículo 61 en relación con su observación.

#### **16.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes expuesto se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### **17. ARTÍCULO 75.BIS**

#### **17.1 Propuesta de DELSUR y AES El Salvador**

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador, manifiestan que para la aplicación de compensaciones es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Los problemas de perturbaciones afectan principalmente a usuarios industriales que utilizan en sus procesos productivos equipos especializados que pueden ser sensibles a perturbaciones de flicker y armónicos y, en el caso de la Pequeñas Demandas ( $P < 10 \text{ kW}$ ) el efecto de estos fenómenos puede considerarse de bajo impacto.
- b) En los casos de transformadores de distribución con muchos usuarios de Pequeña Demanda conectados, la detección del usuario perturbador es muy compleja ya que requiere la realización de muchas mediciones y esto resta recursos para realizar mediciones en otros usuarios que pueden tener mayor impacto en la red de distribución.
- c) El procesamiento de las mediciones realizadas en las campañas de control de perturbaciones a partir de la emisión del Acuerdo No. 53-E-2008 ha evidenciado que las penalizaciones en usuarios de Pequeñas Demandas pueden llegar a producir un incremento de entre un 50% a 70% del monto de su factura, lo cual representa un impacto económico significativo en estos usuarios.
- d) En general, los usuarios de pequeña demanda son usuarios que disponen únicamente de electrodomésticos o equipos electrónicos y que poca o ninguna gestión pueden hacer para evitar la producción de armónicas. Para este tipo de usuarios, el control podría hacerse desde el lado de los fabricantes de equipos, exigiéndoles el cumplimiento de niveles máximos de emisión de armónicos.
- e) Las soluciones a este tipo de problemas requieren de un estudio especializado que permita identificar el origen de la perturbación y determinar la solución óptima desde el punto de vista técnico y económico, lo cual para usuarios de Pequeñas Demandas puede resultar oneroso.

Por todo lo anteriormente expuesto, proponen agregar un artículo en el cual se establezca la aplicabilidad de las compensaciones de acuerdo a la categoría tarifaria de demanda en la cual esté clasificado el usuario:

*Art.75 Bis. Se aplicarán las compensaciones y penalizaciones por flicker y armónicos únicamente a los usuarios clasificados en las categorías de Mediana y Gran Demanda. Transitoriamente se llevará un control estadístico de los usuarios clasificados en la categoría de Pequeña Demanda con el objetivo de determinar la viabilidad de aplicar compensaciones en esta categoría.*

## 17.2 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

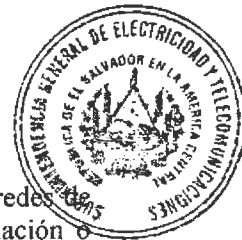
En torno a lo expresado por DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador se hacen las siguientes valoraciones:

- a) En relación con la afirmación de que las perturbaciones eléctricas afectan principalmente a cierto tipo de usuarios industriales y que para el caso de las pequeñas demandas el efecto de estos fenómenos puede considerarse de bajo impacto, se observa que las empresas distribuidoras no presentan información que respalde lo expresado, tampoco explican a que se refieren con el término “bajo impacto”.
- b) En relación con la afirmación de que para el caso de transformadores que cuentan con muchos usuarios de pequeña demanda y que la detección del usuario perturbador es muy compleja, se observa que las empresas distribuidoras no presentan información o evidencia que respalde dicho argumento.

El caso presentado es hipotético y supone que el usuario perturbador es indetectable mediante inspecciones de campo o mediante el análisis de las demandas de energía facturada de los usuarios conectados al transformador. Tampoco toma en cuenta que para que las perturbaciones de un usuario afecten una red de distribución, se requiere que la potencia de carga de dicho usuario sea de una magnitud capaz de afectar significativamente a la totalidad de la red a la que se conecta, lo cual requiere que la demanda de dicho usuario sea significativamente mayor a la demanda del resto de usuarios conectados a dicha red de distribución. Por otra parte, también se aclara que no se conoce de casos en los que todos los usuarios de pequeñas demandas tengan características similares y debido al efecto conjunto de las perturbaciones individuales se incumplan los niveles de tolerancia de las perturbaciones.

- c) En relación con la afirmación relacionada con el impacto económico en la facturación de los usuarios finales, se observa que las empresas distribuidoras no presentan la información o evidencia que respalde lo expresado.
- d) En relación con la afirmación de que los usuarios de pequeñas demandas que disponen únicamente de electrodomésticos y equipos electrónicos no tienen control sobre la emisión de perturbaciones, se está de acuerdo con las empresas distribuidoras; sin embargo, tal como se expresó en el análisis del artículo 49 de las Normas, lo indicado es aplicable a los usuarios residenciales, no a la totalidad de usuarios de pequeñas demandas.
- e) En relación con la afirmación de que la solución de los problemas de emisión de perturbaciones eléctricas requieren de estudios complejos que resultaría onerosos a los usuarios de pequeñas demandas, se aclara que a la fecha no se cuenta con evidencia que indique que las perturbaciones emitidas por usuarios de pequeñas demandas de tipo residencial afecten significativamente a la red de distribución llevándola al punto de incumplir los límites establecidos en las presentes normas, en ese sentido, tampoco existe evidencia de que dichos usuarios requieran de los estudios especializados indicados por las empresas distribuidoras.

Por tanto, tomando en cuenta la falta de control que los usuarios residenciales tienen sobre el nivel de perturbaciones eléctricas que emiten, y la falta de evidencia respecto a que sean responsables de los incumplimientos en las redes de distribución, se considera procedente la propuesta de que no se requiera el control de las perturbaciones emitidas por dichos usuarios



En relación con las pequeñas demandas no residenciales que pudieran afectar las redes de distribución, se debe aclarar que las empresas distribuidoras no presentan información o evidencia que indique que la necesidad de efectuar estudios onerosos para solventar esta situación, no obstante, debe enfatizarse que la emisión de perturbaciones por niveles superiores a los admisibles representa un riesgo para los equipos eléctricos y/o electrónicos de los usuarios que se encuentran en el entorno del usuario perturbador, de forma que el control de dichas perturbaciones es necesaria para la protección de los derechos de los restantes usuarios finales.

- f) En relación con la propuesta de excluir a los usuarios de pequeñas demandas de las compensaciones a su favor que pudieran resultar si se encuentran afectados por perturbaciones eléctricas, se aclara que las perturbaciones emitidas por usuarios no residenciales, según la magnitud de su demanda, pueden afectar redes eléctricas completas, afectando incluso a operadores interconectados y a usuarios finales, incluyendo a los usuarios de pequeñas demandas. Por tanto, la propuesta de que éstos últimos no sean compensados se considera improcedente.

### 17.3 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expresado, considerando lo indicado en el análisis del artículo 49 de las Normas, y las modificaciones recomendadas a los artículos 50 y 55, a fin de indicar al final de cada artículo que los límites indicados no serán aplicables a los usuarios con tarifas de pequeñas demandas de tipo residencial, no se recomienda incluir el artículo propuesto por las empresas distribuidoras.

## 18. ARTÍCULO 77.k

### 18.1 Propuesta Inicial de la SIGET

*Art. 77.k. Los distribuidores deberán compensar a los usuarios afectados por efecto parpadeo cuando se compruebe que las mediciones de flicker en la red de distribución han excedido la tolerancia establecida en el artículo 41 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3, sin que la situación haya sido solventada.*

*El cálculo de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, en el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados.*

*Solamente los usuarios afectados donde se exceda la tolerancia de flicker serán compensados; a excepción de aquellos que sean los que están generando el flicker y transgredan las tolerancias establecidas en el Artículo 55 de la presente Norma.*

*La compensación a los usuarios finales afectados se calculará mediante la siguiente expresión:*

$$Comp_{afec} = Comp_{pert} \frac{E_{afec}}{\sum E_{afec}}$$



Donde:

$Comp_{afec}$ :	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$Comp_{peri}$ :	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.n.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
$E_{afec}$ :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{afec}$ :	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

## 18.2 Observación de ASIA

ASIA manifiesta que se tienen que cumplir tres condiciones que no dependen del usuario afectado; por lo que la distribuidora podrá no pagar la compensación.

## 18.3 Respuesta a ASIA

Las condiciones que deben cumplirse son las siguientes:

- Debe comprobarse que los niveles de perturbación en las redes de distribución superan los límites establecidos en las Normas, si no se cumple esta condición se infiere que no existen usuarios afectados; por tanto, la compensación al usuario final no es procedente.
- Debe haberse identificado al usuario perturbador, pues para determinar el monto de compensación a aplicar a los usuarios afectados, el primer paso es identificar el monto de penalización que le corresponde al usuario perturbador, para luego calcular el monto que le corresponde a cada usuario afectado.
- Deben haber transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3, pues de la misma manera en que a las empresas distribuidoras se les otorgan 90 días de plazo para subsanar deficiencias en la regulación de los niveles de tensión sin que incurran en compensaciones a los usuarios finales, se considera procedente otorgar un plazo de gracia a los usuarios finales para subsanar los incumplimientos detectados en la emisión de perturbaciones eléctricas, sin que deban compensar al distribuidor por tales incumplimientos, y consecuentemente, considerando la cadena de responsabilidad, el distribuidor tampoco debería compensar a los usuarios finales afectados.

## 18.4 Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador proponen establecer que el distribuidor únicamente es el intermediador entre la penalización que se aplica al usuario perturbador y las compensaciones que se aplican a los usuarios perjudicados con la perturbación. Por esta misma razón, proponen establecer que la compensación a los usuarios perjudicados se aplique hasta que el usuario perturbador haya cancelado la penalización impuesta, ya que si este último no cancela la penalización, la distribuidora se vería agraviada con el pago de compensaciones a los usuarios perturbados. La redacción que proponen es la siguiente:



*Art. 77.k. Los distribuidores deberán ~~compensar~~ trasladar a los usuarios afectados las compensaciones por efecto parpadeo cuando se compruebe que las mediciones de flicker en la red de distribución han excedido la tolerancia establecida en el artículo 41 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3, sin que la situación haya sido solventada.*

*Una vez que el usuario perturbador haya hecho efectivo el pago de la penalización, la distribuidora tendrá la obligación de trasladar dicha compensación a los usuarios afectados en el siguiente ciclo de facturación.*

### **18.5 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

Se debe considerar que los usuarios afectados tienen su relación contractual con la empresa distribuidora, no con el usuario perturbador, de forma que no es procedente desvincular a la distribuidora de su responsabilidad de garantizar un nivel de calidad del servicio adecuado, o aplicar las compensaciones que correspondan. De hecho, las empresas distribuidoras del Grupo AES El Salvador, en su observación al artículo 8, reconocen la responsabilidad de las empresas distribuidoras de responder incluso por daños económicos o a equipos que las perturbaciones en sus redes pudieran ocasionar.

En relación con el caso particular de que un usuario se niegue a compensar económicamente al distribuidor, este puede aplicar las acciones legales que correspondan: sin embargo, esto no le exonera de la responsabilidad que tiene con los usuarios afectados.

También debe considerarse que el distribuidor autoriza incrementos de carga a los usuarios finales y otorga factibilidades del servicio, de forma que es capaz de prevenir la incidencia de perturbaciones en su red, indicando oportunamente a los usuarios la obligación de cumplir con los límites establecidos en las Normas.

### **18.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes mencionado, y considerando lo indicado en el análisis del artículo 77.n.3 en lo referente a la aplicación de la compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora, se recomienda modificar la propuesta inicial de la SIGET de la manera siguiente:

*Art. 77.k. Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por efecto parpadeo cuando se compruebe que las mediciones de flicker en la red de distribución han excedido la tolerancia establecida en el artículo 41 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3, sin que la situación haya sido solventada.*

*La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de efecto parpadeo (flicker) en la red de distribución ha sido resuelto.*

*El cálculo de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución*

en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

«En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

~~Solamente los usuarios afectados donde se exceda la tolerancia de flicker serán compensados; a excepción de aquellos que sean los que están generando el flicker y transgredan las tolerancias establecidas en el Artículo 55 de la presente Norma.~~

La compensación a los usuarios finales afectados se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Comp_{afec} = Comp_{pert} \frac{E_{afec}}{\sum E_{afec}}$$

Donde:

$Comp_{afec}$ :	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$Comp_{pert}$ :	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.n.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
$E_{afec}$ :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{afec}$ :	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

## 19. ARTÍCULO 77.1

### 19.1 Propuesta Inicial de la SIGET

**Art.77.1.** Los distribuidores deberán compensar a los usuarios afectados por distorsión armónica de tensión cuando se compruebe que las mediciones de distorsión armónica de tensión en la red de distribución han excedido las tolerancias establecidas en el artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3, sin que la situación haya sido solventada.

El cálculo de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, en el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados.

Solamente los usuarios afectados donde se excedan las tolerancias de distorsión armónica de tensión serán compensados; a excepción de aquellos que sean los que están generando la



*distorsión armónica y transgredan las tolerancias establecidas en el Artículo 50 de la presente Norma.*

*La compensación a aplicar a cada usuario afectado se calculará mediante la siguiente expresión:*

**SIGET**

$$Comp_{afec} = Comp_{pert} \frac{E_{afec}}{\sum E_{afec}}$$

*Donde:*

<i>Comp<sub>afec</sub>:</i>	<i>Compensación a aplicar al usuario afectado.</i>
<i>Comp<sub>pert</sub>:</i>	<i>Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.m.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.</i>
<i>E<sub>afec</sub>:</i>	<i>Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.</i>
<i>ΣE<sub>afec</sub>:</i>	<i>Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.</i>

## **19.2 Observación de ASIA**

ASIA manifiesta que se tienen que cumplir tres condiciones que no dependen del usuario afectado; por lo que la distribuidora podrá obviar el pago de la compensación.

## **19.3 Respuesta a ASIA**

Al respecto debe señalarse que las condiciones que deben cumplirse son las siguientes:

- a) Debe comprobarse que los niveles de perturbación en las redes de distribución superan los límites establecidos en las Normas; si no se cumple esta condición se infiere que no existen usuarios afectados, por tanto, la compensación al usuario final no es procedente.
- b) Debe haberse identificado al usuario perturbador; pues para determinar el monto de compensación a aplicar a los usuarios afectados, el primer paso es identificar el monto de penalización que le corresponde al usuario perturbador, para luego calcular el monto que le corresponde a cada usuario afectado.
- c) Deben haber transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3; pues de la misma manera en que a las empresas distribuidoras se les otorgan 90 días de plazo para subsanar deficiencias en la regulación de los niveles de tensión sin que incurran en compensaciones a los usuarios finales, se considera procedente otorgar un plazo de gracia a los usuarios finales para subsanar los incumplimientos detectados en la emisión de perturbaciones eléctricas, sin que deban compensar al distribuidor por tales incumplimientos, y consecuentemente, considerando la cadena de responsabilidad, el distribuidor tampoco debería compensar a los usuarios finales afectados.

#### **19.4 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador proponen que el distribuidor únicamente sea el intermediario entre la penalización que se aplica al usuario perturbador y las compensaciones que se aplican a los usuarios perjudicados con la perturbación. Por ello proponen que la compensación a los usuarios perjudicados se aplique hasta que el usuario perturbador haya cancelado la penalización impuesta: ya que si este último no cancela la penalización, la distribuidora se vería agraviada con el pago de compensaciones a los usuarios perturbados. La redacción que proponen es la siguiente:

*Art.77.l. Los distribuidores deberán ~~compensar~~—trasladar a los usuarios afectados las compensaciones por distorsión armónica de tensión cuando se compruebe que las mediciones de distorsión armónica de tensión en la red de distribución han excedido las tolerancias establecida en el artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3, sin que la situación haya sido solventada.*

*Una vez que el usuario perturbador haya hecho efectivo el pago de la penalización, la distribuidora tendrá la obligación de trasladar dicha compensación a los usuarios afectados en el siguiente ciclo de facturación.*

#### **19.5 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

Se debe considerar que los usuarios afectados tienen su relación contractual con la empresa distribuidora, no con el usuario perturbador; de forma que no es procedente desvincular a la distribuidora de su responsabilidad de garantizar un nivel de calidad del servicio adecuado y/o de aplicar las compensaciones que correspondan. Tal como lo indicaron las empresas distribuidoras del Grupo AES El Salvador, en su observación al artículo 8, las empresas distribuidoras incluso son responsables de responder por daños económicos o a equipos que las perturbaciones en sus redes pudieran ocasionar.

En el caso particular de que un usuario se niegue a compensar económicamente al distribuidor, este último puede aplicar las acciones legales que correspondan; sin embargo, esto no le exonera de la responsabilidad que tiene con los usuarios afectados.

También debe considerarse que el distribuidor autoriza incrementos de carga a los usuarios finales y otorga la factibilidad del servicio al momento de conectarlos, de forma que es capaz de prevenir la incidencia de perturbaciones en su red, indicando oportunamente a dichos usuarios la obligación de cumplir con los límites establecidos en las Normas.

#### **19.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes mencionado, y considerando lo indicado en el análisis del artículo 77.m.3 en lo referente a la aplicación de la compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora, se recomienda modificar la propuesta inicial de la SIGET de la manera siguiente:

*Art.77.l. Los distribuidores deberán compensar mensualmente a los usuarios afectados por distorsión armónica de tensión cuando se compruebe que las mediciones de distorsión armónica de tensión en la red de distribución han excedido las tolerancias establecidas en el artículo 45 de la presente Norma, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del empleado en el*



período de medición, se haya identificado al usuario perturbador y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3, sin que la situación haya sido solventada.

La compensación dejará de ser aplicada hasta que el distribuidor demuestre mediante una remediación que el problema de incumplimiento en el nivel de distorsión armónica de tensión en la red de distribución ha sido resuelto.

**SIGET**

El cálculo de la compensación deberá incluir a la totalidad de usuarios afectados, considerando como usuarios afectados a la totalidad de usuarios conectados a la red o redes de distribución en donde se ha detectado el incumplimiento, o que se encuentren aguas abajo de dichas redes, excluyendo a los usuarios perturbadores que hubieren sido identificados.

En el caso que existieran usuarios afectados en redes de dos o más empresas distribuidoras, la empresa en cuyas redes se encuentra el usuario perturbador deberá compensar a las restantes empresas distribuidoras, quienes a su vez compensarán a los usuarios afectados correspondientes.

~~Solamente los usuarios afectados donde se exceda la tolerancia de distorsión armónica de tensión serán compensados, a excepción de aquellos que sean los que están generando la distorsión armónica y transgredan las tolerancias establecidas en el Artículo 50 de la presente Norma.~~

La compensación a los usuarios finales afectados se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Comp_{afec} = Comp_{pert} \frac{E_{afec}}{\sum E_{afec}}$$

Donde:

$Comp_{afec}$ :	Compensación a aplicar al usuario afectado.
$Comp_{pert}$ :	Compensación del usuario perturbador a la empresa distribuidora (recargo) calculado según lo establecido en el Art. 77.m.2. En el caso que se haya identificado a más de un usuario perturbador que incida en el nivel de perturbaciones de la red a la que se conecta el usuario afectado, este factor corresponderá con la suma de los recargos correspondientes a cada usuario perturbador.
$E_{afec}$ :	Energía facturada al usuario afectado en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.
$\sum E_{afec}$ :	Sumatoria de la energía facturada a los usuarios afectados en el mes en que se realizó la medición en la cual se detectó el incumplimiento de los límites establecidos en esta norma.

## 20. ARTÍCULO 77.m.1

### 20.1 Propuesta inicial de la SIGET

**Art. 77.m.1.** Se define como distorsión penalizable individual de armónicas (DPIAk) a la distorsión armónica de la corriente de carga, registrada en cada intervalo de medición k, que supere las tolerancias establecidas, según las siguientes expresiones:

a) Para potencias de carga mayores de 10 kW

$$DPIAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{DATI(k) - DATI}{DATI}, \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{25} \frac{DAIII_i(k) - DAIII_i}{DAIII_i} \right]$$

b) Para potencias de cargas menores o iguales a 10kW

$$DPIAk = \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{25} \text{Max} \left[ 0, \frac{li_i(k) - li_i}{li_i} \right]$$

Donde:

$DPIAk$  = Es la distorsión penalizable individual de armónicas para cada intervalo de medición  $k$ .

$DATI(k)$  = Es la distorsión armónica total de la corriente de carga, registrada en el intervalo de medición  $k$ , referida a la potencia demandada por el usuario, cuando la potencia de carga registrada excede los 10 kW.

$DATI$  = Es la tolerancia para la distorsión armónica total de la corriente de carga utilizada para potencias de carga mayores que 10 kW.

$DAIII_i(k)$  = Es la distorsión armónica individual de corriente de carga vinculada con la componente armónica de orden " $i$ ", registrada en el intervalo de medición  $k$ , cuando la potencia de carga registrada excede los 10 kW.

$DAIII_i$  = Es la tolerancia para distorsión armónica individual de la corriente de carga vinculada con la componente armónica de orden " $i$ ", para potencias de carga mayores que 10 kW.

$li_i(k)$  = Es la intensidad en amperios de la componente armónica de orden " $i$ " de la corriente de carga del usuario, registrada en cada intervalo de medición  $k$ , cuando la potencia de carga registrada es menor que 10 kW.

$li_i$  = Es la tolerancia para la intensidad en amperios de la componente armónica de orden " $i$ " de la corriente de carga del usuario, utilizada para potencias de carga menores o iguales que 10kW.

En cada intervalo ( $k$ ) en donde se verifique un valor de  $DPIAk$  mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la compensación:

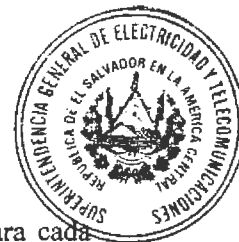
$0 < DPIAk \leq 1$	$CENS * DPIAk^2$	(\$/kWh)
$1 < DPIAk$	$CENS$	(\$/kWh)

## 20.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador, manifiestan que a fin de dar mayor claridad al artículo 77.m.1 es conveniente limitar el recargo en la facturación de los usuarios finales que incumplen los límites de emisión de perturbaciones al treinta por ciento del promedio; por lo que proponen modificar las definiciones de los parámetros  $DATI(k)$  y  $DATI$  de la siguiente manera:

$DATI(k)$  = Es la distorsión armónica total de la corriente de carga, registrada en el intervalo de medición  $k$ , ~~referida a la potencia demandada por el usuario~~, cuando la potencia de carga registrada excede los 10 kW.

$DATI_{tol}$  = Es la tolerancia para la distorsión armónica total de la corriente de carga utilizada para potencias de carga mayores que 10 kW.



**SIGET**

Adicionalmente argumentan que la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas para cada intervalo de medición  $k$  (DPIAk) y la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas, deben calcularse individualmente para cada fase del suministro de energía eléctrica al usuario final.

### 20.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

Los argumentos presentados por DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador se consideran procedentes, a excepción del cambio del nombre del parámetro DATI por DATI<sub>tol</sub>, ya que se considera que dicha modificación no clarifica el artículo.

### 20.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expresado y considerando lo indicado en el análisis del artículo 49, en lo referente a la necesidad de evaluar cada fase del punto de entrega al usuario final; se recomienda modificar la redacción del artículo de la siguiente manera:

*Art. 77.m.1. Se define como distorsión penalizable individual de armónicas (DPIAk) a la distorsión armónica de la corriente de carga, registrada en cada intervalo de medición  $k$ , que supere las tolerancias establecidas. El DPIAk deberá evaluarse para cada fase del punto de entrega al usuario final, según las siguientes expresiones:*

*a) ~~Para potencias de carga mayores~~ Cuando la potencia registrada de la fase sea mayor o igual que 3.5  $\pm$  0 kW:*

$$DPIAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{DATI(k) - DATI}{DATI}, \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{25} \frac{DAIIi(k) - DAIIi}{DAIIi} \right]$$

*b) ~~Para potencias de carga menores o iguales~~ Cuando la potencia registrada de la fase sea menor que 3.5  $\pm$  0 kW:*

$$DPIAk = \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{25} \text{Max} \left[ 0, \frac{li_i(k) - li_i}{li_i} \right]$$

Donde:

DPIAk = Es la distorsión penalizable individual de armónicas para cada intervalo de medición  $k$ , considerando cada fase del punto de entrega al usuario final.

DATI( $k$ ) = Es la distorsión armónica total de la corriente de carga de la fase evaluada, registrada en el intervalo de medición  $k$ , referida a la potencia demandada por el usuario, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase excede los 3.5  $\pm$  0 kW.

DATI = Es la tolerancia para la distorsión armónica total de la corriente de carga utilizada para potencias de carga por fase mayores o iguales que 3.5  $\pm$  0 kW.

DAIIi( $k$ ) = Es la distorsión armónica individual de corriente de carga vinculada con la componente armónica de orden " $i$ ", registrada en el intervalo de medición  $k$ , cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase excede los 3.5  $\pm$  0 kW.



- $DAI_i =$  Es la tolerancia para distorsión armónica individual de la corriente de carga vinculada con la componente armónica de orden "i", para potencias de carga por fase mayores o iguales que 3.5 ~~±~~ kW.
- $I_{i,k} =$  Es la intensidad en amperios de la componente armónica de orden "i" de la corriente de carga del usuario, registrada en cada intervalo de medición k, cuando la potencia de carga registrada en dicho intervalo y fase es menor ~~o igual~~ que 3.5 ~~±~~ kW.
- $I_i =$  Es la tolerancia para la intensidad en amperios de la componente armónica de orden "i" de la corriente de carga del usuario, utilizada para potencias de carga por fase menores ~~o iguales~~ que 3.5 ~~±~~ kW.

En cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de  $DPIA_k$  mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para el cálculo de la compensación:

$$\begin{array}{lll} 0 < DPIA_k \leq 1 & CENS * DPIA_k^2 & (\$/kWh) \\ 1 < DPIA_k & CENS & (\$/kWh) \end{array}$$

## 21. ARTÍCULO 77.m.2

### 21.1 Propuesta inicial de la SIGET

**Art. 77.m.2.** El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la Distribuidora no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento y se determinará de la manera siguiente:

$$RPIA = \min \left( 0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k: DPIA_k \leq 1} CENS * DPIA_k^2 * E_{(k)} + FA * \sum_{k: DPIA_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

Donde:

$RPIA =$  Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de distorsión armónica de la corriente de carga a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas.

$Prom3UF =$  Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento.

$E(k) =$  Energía correspondiente a cada intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo k y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

$DPIA_k =$  Distorsión penalizable individual de armónicas para cada intervalo de medición k.

$CENS =$  Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado.

$FA =$  Factor de ajuste =  $\frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$

La compensación deberá ser pagada por el usuario al distribuidor afectado por la distorsión armónica, una vez que se haya detectado la transgresión a los límites de la perturbación y hayan transcurrido los plazo indicados en el artículo 77.m.3 sin que se hayan efectuado las obras de mitigación correspondientes y será cargada mensualmente en los documentos de cobro



**SIGET**

*del usuario final, desde el mes siguiente al vencimiento de los plazos y hasta que el problema haya sido resuelto. Para definir si la mencionada situación ha sido resuelta, el distribuidor tiene la obligación de efectuar una nueva medición en dicho usuario a más tardar diez (10) días hábiles después que éste le notifique los cambios realizados en sus instalaciones.*

## **21.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

DELSUR y las empresas del grupo AES El Salvador manifiestan que los equipos aprobados por la SIGET para la campaña de perturbaciones registran la energía en cada intervalo; algunos equipos almacenan la energía de cada registro, mientras que otros presentan el valor acumulado de energía desde el inicio de la medición hasta el intervalo registrado. En ese sentido, proponen que adicional a la alternativa de calcular la energía mediante el mecanismo propuesto, también se permita utilizar los valores de energía registrados por los equipos. La redacción que proponen es la siguiente:

*$E(k)$  = Energía correspondiente a cada intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo  $k$  y la duración del intervalo de integración expresado en horas o la energía registrada por el equipo de medición.*

También manifiestan que es necesario definir la tarifa a considerar para el CENS, proponiendo la utilización de la tarifa en la cual está clasificado el usuario durante el período de medición. La redacción que proponen es la siguiente:

*CENS= Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está se encuentre clasificado durante el periodo en el cual se efectuó la medición.*

Finalmente, expresan que debido a que en el artículo 77.m.3 se establecen todos los pasos y plazos que se deben cumplir para hacer efectiva la penalización del usuario, no es necesario incluir el plazo para la remediación en el artículo 77.m.2, y proponen la siguiente modificación:

*La compensación deberá ser pagada por el usuario al distribuidor afectado por la distorsión armónica, una vez que se haya detectado la transgresión a los límites de la perturbación y hayan transcurrido los plazo indicados en el artículo 77.m.3 sin que se hayan efectuado las obras de mitigación correspondientes y será cargada mensualmente en los documentos de cobro del usuario final, desde el mes siguiente al vencimiento de los plazos y hasta que el problema haya sido resuelto. Para definir si la mencionada situación ha sido resuelta, el distribuidor tiene la obligación de efectuar una nueva medición en dicho usuario a más tardar diez (10) días hábiles después que éste le notifique los cambios realizados en sus instalaciones.*

## **21.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

Se consideran procedentes las observaciones indicadas por las empresas distribuidoras en lo concerniente a la definición del término "CENS" y la referencia al artículo 77.m.3.

Por otra parte, no se considera procedente modificar la definición del término " $E(k)$ ", debido a que la misma distribuidora acepta que diferentes equipos registran la energía de manera diferente, razón por la que la utilización de dicho parámetro como insumo del cálculo trae complicaciones adicionales, que no son necesarias si se utiliza la potencia real registrada por el equipo de medición.

#### **21.4 Observación de EDESAL**

EDESAL considera que para el caso de un usuario que incumpla simultáneamente los límites de emisión de perturbaciones por armónicas y flicker, no está claro la forma en que opera la limitación al 30% del monto promedio de las tres últimas facturas y propone agregar un párrafo o añadir un nuevo artículo en el que se indique que, en dicho caso, el cálculo del recargo acumulado por ambos tipos de perturbación o compensación del usuario hacia la Distribuidora, no podrá exceder el sesenta por ciento (60%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición y se determinó el incumplimiento.

#### **21.5 Respuesta a EDESAL**

Se considera que incluir el párrafo o artículo la propuesto por EDESAL no es necesario, pues es claro que en el caso que un usuario incumpla simultáneamente los límites de emisión de perturbaciones eléctricas tanto en armónicas como en efecto parpadeo, en una magnitud tal, que sature los niveles máximos de ambos tipos de perturbaciones, la aplicación de las disposiciones indicadas en los artículos 77.n.2 y 77.m.2 conlleva a un recargo máximo del 60% del promedio de las últimas tres facturas.

#### **21.6 Observación de ASI**

La ASI manifiesta que desconoce por qué razón se ha establecido el 30% del monto de las tres facturas anteriores como recargo o compensación máxima a pagar por parte del usuario y lo considera excesivamente alto, sobre todo tomando en cuenta el alto impacto económico que esto tendría en la industria y la situación económica actual a nivel nacional, obstaculizando la reactivación económica.

Por lo anterior, propone que la compensación vaya en aumento de acuerdo a una metodología similar al recargo que se hace cuando el factor de potencia es inferior al 90%, y sin exceder en ningún caso el 10% del monto total de las tres facturas anteriores.

#### **21.7 Respuesta a ASI**

- a) Se aclara que la limitación del máximo recargo o penalización a pagar por los usuarios finales es una flexibilización de la norma que se encuentra vigente desde enero de 2005, y representa un beneficio para los usuarios que pudieran encontrarse en dicha situación, pues hasta este momento la fórmula de cálculo no cuenta con ninguna acotación.
- b) En relación con la afirmación de que la compensación es considerada excesivamente alta, se aclara que no es correcto interpretar que un usuario final que se encuentre en situación de incumplimiento, automáticamente deberá pagar un recargo del 30% de sus últimas tres facturas. Los cálculos indicados en los artículos m.2 y n.2, toman en cuenta el grado de incumplimiento, de forma que el resultado es proporcional a la gravedad de la situación y sólo alcanza los niveles máximos de compensación en casos críticos. Adicionalmente, tal como lo expresan los artículos 77.m.3 y 77.n.3, es posible que un usuario perturbador no cancele compensación alguna si resuelve su situación dentro de un plazo máximo de 180 días.
- c) En relación con la afirmación de que la compensación supone un alto impacto económico en la industria y a la situación económica actual, se observa que la ASI no ha proporcionado



información que respalde dicha afirmación. Asimismo, se aclara que para afectar a las redes de distribución por arriba de los límites admisibles, se requieren cargas importantes que emitan perturbaciones en niveles suficientemente altos para afectar significativamente a la red de distribución a la que se conectan, llevándolas por arriba de límites establecidos por las normas internacionales creadas para garantizar el buen funcionamiento de los equipos eléctricos y electrónicos en general; por tanto, la mayoría de usuarios debería encontrarse dentro de los límites admisibles de nivel de perturbación.

Adicionalmente, debe tomarse en cuenta que las presentes normas pueden tener un impacto positivo, pues las perturbaciones emitidas por un usuario final, pueden propagarse por las redes de distribución, ocasionando daños económicos a los usuarios que se encuentren en su entorno. En ese sentido, contar con normas que permitan proteger el derecho de los usuarios que potencialmente pueden resultar afectados por las perturbaciones, puede contribuir a la competitividad de la industria en El Salvador.

- d) En relación con la propuesta de una compensación en aumento según una metodología similar a la utilizada en los incumplimientos del factor de potencia, se aclara que la metodología propuesta por la SIGET cumple con lo requerido por la ASI, tal como se explicó en la letra b) del presente número; pues la compensación resultante es proporcional al grado de incumplimiento y para casos críticos alcanza un valor máximo equivalente al 30% del monto promedio de las últimas tres facturas.
- e) En relación con la propuesta de modificar el límite máximo de compensación por tipo de perturbación al 10% del monto total de las tres facturas anteriores, se aclara que lo solicitado es equivalente a lo propuesto por la SIGET, pues el 10% del monto total de las tres últimas facturas es equivalente al 30% del promedio del monto total de dichas facturas.
- f) En relación con la comparación de la emisión de perturbaciones eléctricas con el factor de potencia, se debe aclarar que las consecuencias de incumplir los niveles máximos de emisión de perturbaciones eléctricas pueden conllevar al funcionamiento inadecuado y daño de equipo eléctrico o electrónico de los usuarios finales que se encuentran en el entorno del usuario que emite las perturbaciones y que incluso puede causar pérdidas en los procesos productivos de terceros. Por otra parte, la compensación que debe pagar un usuario final debe ser proporcional al incumplimiento, en este caso, con el potencial perjuicio o riesgo que impone a su entorno. Por tanto, la señal regulatoria para prevenir altos niveles de emisión de perturbaciones eléctricas deberían ser de mayor intensidad que la aplicada para el caso del factor de potencia.

#### **21.8 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes mencionado, y considerando que para este caso también aplica la observación del artículo 49 referente a la necesidad de analizar de manera independiente el incumplimiento por cada fase de servicio, se recomienda modificar la redacción propuesta inicialmente, de la siguiente manera:

*Art. 77.m.2. El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la Distribuidora, por exceder los límites de distorsión armónica de la corriente de carga, no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo del usuario hacia la distribuidora se determinará de la manera siguiente:*

$$RPIA = \min \left( 0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k: DPLA_k \leq 1} CENS * DPLA_k^2 * E_{(k)} + FA * \sum_{k: DPLA_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

Donde:

**RPIA** = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de distorsión armónica de la corriente de carga a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición  $k$ , excepto en los casos que dicha suma sobrepase el treinta por ciento (30%) del término Prom3UF.

**Prom3UF** = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

**$E(k)$**  = Energía correspondiente a cada intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada a través ~~mediante~~ del producto de la potencia real registrada en el intervalo  $k$  y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

**$DPLA_k$**  = Distorsión penalizable individual de armónicas para cada intervalo de medición  $k$ .

**CENS** = Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está se encuentre clasificado durante el período en el cual se efectuó la medición.

**FA** = Factor de ajuste =  $\frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$

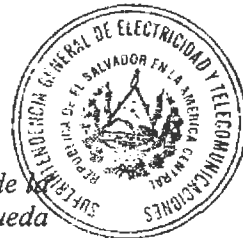
~~La compensación deberá ser pagada por el usuario al distribuidor afectado por la distorsión armónica, una vez que se haya detectado la transgresión a los límites de la perturbación y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.m.3 sin que se hayan efectuado las obras de mitigación correspondientes y será cargada mensualmente en los documentos de cobro del usuario final, desde el mes siguiente al vencimiento de los plazos y hasta que el problema haya sido resuelto. Para definir si la mencionada situación ha sido resuelta, el distribuidor tiene la obligación de efectuar una nueva medición en dicho usuario a más tardar diez (10) días hábiles después que éste le notifique los cambios realizados en sus instalaciones.~~

## 22. ARTÍCULO 77.m.3

### 22.1 Propuesta Inicial de la SIGET

**Art. 77.m.3.** Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de distorsión armónica de tensión en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario que está generando la perturbación eléctrica, así como la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.

En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación afecte simultáneamente a más



**SIGET**

*de una distribuidora, sin que pueda determinarse en cual operador se encuentra el origen de la perturbación eléctrica, la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando distorsión armónica en las redes de distribución.*

*En los casos que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.*

*En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constata que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora contará con diez (10) días hábiles adicionales para informar a la SIGET sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada.*

*Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constate el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma. La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.m.2.*

*Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el periodo de solución del problema.*

*Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.m.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constata mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.*

## **22.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador, expresan que no es procedente que las distribuidoras realicen a su costo obras de mitigación en la red de distribución debido a los siguientes motivos:

- a) Las perturbaciones son generadas e inyectadas por las cargas conectadas a la red de distribución o transmisión. En ese sentido, las perturbaciones ocasionadas por un usuario conectado a la red de distribución o perturbaciones provenientes de los puntos de interconexión con la red de transmisión, no son responsabilidad de las distribuidoras.
- b) Las redes de distribución han sido construidas cumpliendo con los estándares de construcción vigentes, los cuales no consideran perturbaciones que pueden ocasionar los usuarios que se conectan a las mismas. El proceso de optimización mediante el cual se determina el VNR de la empresa modelo reconocida en la fijación tarifaria, únicamente contempla la calidad de producto técnico desde el punto de vista de regulación de tensión, sin tener en consideración efectos de flicker o armónicos.
- c) La responsabilidad de solucionar el problema de perturbaciones debe recaer únicamente sobre quien lo origina, es decir, sobre el usuario perturbador.

Por lo anterior, proponen que el primer párrafo del Art. 77.m.3 se modifique de la siguiente manera:

*Art. 77.m.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de distorsión armónica de tensión en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario que está generando la perturbación eléctrica, así como la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.*

También expresan que en el caso que el usuario perturbador se encuentre conectado en las redes de otro operador, es necesario coordinar tiempos y responsabilidades de cada uno de los operadores involucrados, y proponen que una vez que el operador que detectó el problema notifique al resto de operadores involucrados se inicie el mismo procedimiento y plazos establecidos en el artículo 77.m.3.

Adicionalmente, manifiesta que con el objeto de ordenar la entrega de información a la SIGET, se propone que esta información se remita en conjunto con el informe mensual de las Normas de Calidad de los Sistemas de Distribución. En caso contrario, cada una de las distribuidoras tendría que estar remitiendo constantemente información a la SIGET. La redacción propuesta es la siguiente:

*En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constate que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora contará con diez (10) días hábiles adicionales para informar remitirá a la SIGET dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, la información sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada*



Finalmente indican que deben establecerse las consecuencias si el usuario se niega a pagar la penalización, ya que en esos casos la distribuidora tampoco debería aplicar compensaciones a los afectados.

**SIGET**

### **22.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

Se considera procedente la propuesta de remitir información mediante los informes ejecutivos mensuales.

Por otra parte, no se considera procedente la propuesta de eliminar la referencia al estudio de las obras de mitigación, debido a lo siguiente:

- a) En relación con la afirmación de que el distribuidor no tiene responsabilidad en la generación de perturbaciones y por ende no le corresponde realizar obras de mitigación en la red de distribución, se aclara que:
  - a.1) Las empresas distribuidoras otorgan la factibilidad para la conexión de nuevos servicios o incrementos de carga, de forma que están en la capacidad de advertir a los usuarios que han presentado tales solicitudes, la obligación de cumplir con las Normas (Acuerdo No. 93-E-2008).
  - a.2) Las empresas distribuidoras pueden efectuar el corte del servicio cuando las instalaciones de un usuario pongan en peligro la seguridad de las personas o bienes, sean éstos propiedad del operador, del usuario o de terceros (Artículo 83 de la Ley General de Electricidad).
  - a.3) Las empresas del grupo AES El Salvador, en sus observaciones al artículo 8, implícitamente reconocen la responsabilidad de las empresas distribuidoras de responder por las compensaciones y daños a equipos ocasionadas por la distorsión armónica y/o efecto parpadeo (flicker) en sus redes de distribución. A manera de ejemplo, DELSUR y AES CLESA han efectuado a su costo, obras eléctricas en el sector de san Juan Opico, para mitigar el efecto de las perturbaciones presentes en dicho sector.
- b) En relación con la referencia a los estándares vigentes y al proceso de determinación del VNR indicando que no consideran efectos de flicker o armónicos, se aclara que dichos procesos se basan en criterios de optimización, y no se considera eficiente sobredimensionar la totalidad de la red de distribución para mitigar problemas de perturbaciones eléctricas, que en general son de carácter particular; de forma que los estándares vigentes y el proceso de cálculo del VNR no exoneran a las empresas distribuidoras de su responsabilidad respecto al nivel de perturbaciones en las redes de distribución.

Adicionalmente, la mejor solución para evitar el efecto de las perturbaciones eléctricas no es mitigarlo mediante el sobredimensionamiento de las redes de distribución; sino eliminar la causa que lo produce. Ello se lograría previniendo a los usuarios que requieran nuevos servicios o incrementos de carga, sobre la obligación de cumplir con los niveles de calidad exigidos en las Normas, y en el caso de redes eléctricas con altos niveles de perturbación, corresponde analizar el riesgo en el que se encuentran los restantes usuarios, evaluar las obras de mitigación necesarias, identificar al usuario perturbador y exigir el cumplimiento de los límites correspondientes.



- c) En relación con la afirmación de que la responsabilidad de solucionar el problema de perturbaciones debe recaer únicamente sobre quien lo origina, es decir, sobre el usuario perturbador, se sostiene que la responsabilidad de la solución del problema no es exclusiva del usuario final, sino que es compartida con la empresa distribuidora, quien debe responder ante sus usuarios finales por los problemas que las perturbaciones eléctricas provoquen en las redes de distribución.
- d) En relación con la observación referente a que deben establecerse las consecuencias en el caso que un usuario final se niegue a pagar la compensación a la empresa distribuidora, se aclara que las empresas distribuidoras pueden efectuar las acciones administrativas o legales que correspondan para la recuperación de los montos erogados.
- e) En relación con la propuesta de que la distribuidora no compense a los afectados en aquellos casos en los que los usuarios finales se nieguen a pagar la compensación a las empresas distribuidoras, se considera que la propuesta no es procedente, pues el hecho de que el usuario final adquiera una deuda con las empresas distribuidoras, no anula la relación contractual de los restantes usuarios finales con la distribuidora, ni la exonera de su responsabilidad de cumplir con los límites de perturbación eléctrica establecidos en las Normas, o de responder ante los daños económicos o a equipos por los problemas presentes en sus instalaciones.
- f) Hay que considerar que el distribuidor durante la ejecución de maniobras también puede generar perturbaciones en las instalaciones de distribución y que dichas perturbaciones pueden afectar los usuarios conectados a dichas redes.
- g) En conclusión, se reitera que el distribuidor es responsable de la calidad del servicio que presta a sus usuarios finales, y de responder por los daños económicos o a equipos que pudieran causar las perturbaciones presentes en las redes de distribución; por ello el distribuidor no puede desligarse de los aspectos vinculados con las perturbaciones en las redes de distribución, ni de los estudios y obras de mitigación necesarias para reducir su incidencia en los usuarios finales afectados.

## 22.4 Observación de EDESAL

EDESAL manifiesta que en el penúltimo inciso del artículo es necesario enfatizar el tipo de perturbación al que se hace referencia.

También propone que se indique que cuando el usuario perturbador informa haber resuelto el problema, se deben efectuar dos remediciones, una en el punto de entrega al usuario final y otra en el punto que originó la búsqueda del usuario perturbador.

Asimismo, indica que debe aclararse que si un usuario final realiza las modificaciones pertinentes en sus instalaciones para eliminar un incumplimiento en la emisión de perturbaciones eléctricas, pero a pesar de ello, el nivel de perturbaciones en la red de distribución aún es superior al límite indicado por las normas de calidad, se debe buscar a un nuevo usuario perturbador, reiniciando la totalidad de los plazos indicados en el artículo 77.m.3.

Finalmente, EDESAL formula las siguientes interrogantes:



- a) ¿Es el alcance de las remediciones hasta el usuario perturbador detectado, nada más; teniendo que esperar a que sea la SIGET quien defina nuevamente el punto de medición perturbaciones en tensión que dió inicio al proceso?
- b) ¿Deben realizarse remediciones simultáneas de corriente y tensión en el usuario perturbador y en los puntos con perturbaciones en tensión respectivamente?
- c) ¿En el caso que el usuario perturbador haya regulado su incidencia, y sin embargo las perturbaciones en tensión persistan, se iniciará un nuevo periodo de control de usuarios perturbadores de 60 días?

### 22.5 Respuestas a EDESAL

Se considera procedente la propuesta de modificación del penúltimo inciso del artículo para enfatizar el tipo de perturbación al que se hace referencia, así como el requerimiento de medir simultáneamente en el punto de entrega al usuario final y en el punto que dió origen al usuario perturbador.

No se considera procedente la propuesta de modificar el artículo para incorporar el caso del usuario perturbador que realiza las adecuaciones necesarias, pero el nivel de perturbaciones no disminuye lo suficiente para que el distribuidor cumpla con los límites de perturbaciones en sus redes de distribución, debido a que en esa situación nuevamente son aplicables los artículos 77.m3 y 77.n.3.

El caso hipotético expuesto por EDESAL no debería ocurrir, ya que el periodo de sesenta días calendario para identificar al usuario o conjunto de usuarios que provocan los incumplimientos en los niveles de perturbación se considera suficientemente amplio. No obstante, se aclara que en esa situación, además de reiniciar la búsqueda del usuario perturbador, la distribuidora debería considerar la realización de obras de mitigación de los efectos de las perturbaciones.

En cuanto a las interrogantes planteadas por EDESAL se manifiesta lo siguiente:

- a) En relación al alcance de las remediciones, se ampliará la redacción del artículo para considerar la necesidad de realizar dos remediciones.
- b) En relación a la necesidad de remedir simultáneamente voltaje y corriente en los puntos a remedir, se aclara que dicha exigencia se encuentra explícita en la metodología de control propuesta, pues en ambos casos se requiere el registro de la potencia real, la cual implica la medición de la corriente eléctrica.
- c) En el caso de la persistencia de perturbaciones, el distribuidor debe considerar la realización de las obras de mitigación requeridas en la propuesta de la SIGET e iniciar una nueva búsqueda del usuario perturbador (o conjunto de usuarios perturbadores).

### 22.6 Observaciones de ASI

La ASI manifiesta que es necesario incorporar que si por razones de fuerza mayor ajenas al usuario, no se ha podido resolver el problema de perturbaciones y se cumplen los ciento ochenta (180) días calendarios otorgados, se le prorrogará dicho periodo, sin exceder en ningún caso a doscientos setenta (270) días calendarios. Para esto el usuario tendrá que demostrar que ya hizo

todo lo necesario para solventar el problema (copia de la solución del problema, órdenes de compra de los equipos, fechas de entrega del proveedor, etc.).

## **22.7 Respuesta a la ASI**

La propuesta presentada no se considera procedente por los siguientes motivos:

- a) Las Normas se encuentran vigentes desde enero del año 2005, existiendo desde esa fecha obligación por parte de los usuarios finales de cumplir con los límites de emisión de perturbaciones que las Normas establecen.
- b) La aplicación de los recargos indicados en las Normas fue prevista a partir del año 2008, de forma que se concedió un periodo de tres años para permitir la implementación de las medidas necesarias por parte de los usuarios finales.
- c) Mediante el Acuerdo No. 53-E-2008, se prorrogó por tres años adicionales la aplicación de los recargos a los usuarios finales, de forma que serían aplicables a partir del año 2011.
- d) Mediante el Acuerdo No. 471-E-2010, se prorrogó por seis meses adicionales el inicio de la aplicación de los recargos económicos a los usuarios finales, indicando que serán aplicables a partir de julio del presente año.
- e) Mediante las modificaciones propuestas a los artículos 77.m.3 y 77.n.3, se está concediendo una prórroga adicional de 180 días calendarios contados a partir de la notificación por parte de la empresa distribuidora, para que las empresas efectúen las adecuaciones necesarias.
- f) Se tiene conocimiento de empresas distribuidoras y usuarios finales que desde el año pasado están siendo afectadas por perturbaciones eléctricas emitidas por terceros, de forma que a fin de proteger los derechos de los usuarios afectados, la aplicación inmediata de las Normas es necesaria.

## **22.8 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes expuesto y además tomando en cuenta la recomendación indicada para la eliminación del artículo 77.m.4, se recomienda modificar la propuesta inicial de la manera siguiente:

*Art. 77.m.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de distorsión armónica de tensión en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario o conjunto de usuarios que está generando la perturbación eléctrica, así como para la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.*

*En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación sobrepase los límites admisibles en dicha barra o punto de interconexión ~~afecte simultáneamente a más de una distribuidora, sin que pueda determinarse en cual operador se encuentra el origen de la~~*



~~perturbación eléctrica~~, la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la ~~búsqueda~~ en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando distorsión armónica en las redes de distribución.

La referida notificación deberá realizarse dentro de los primeros quince (15) días calendarios contados a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos.

A partir de la notificación anterior, el operador que ha sido informado de las perturbaciones dispondrá de quince (15) días calendario para verificar mediante una medición válida si existen incumplimientos en los niveles de perturbaciones en sus redes de distribución y notificar los resultados al operador que le remitió la notificación. En el caso que se verifique la presencia de perturbaciones fuera de los límites admisibles, deberá iniciar la búsqueda del usuario perturbador y efectuar las acciones consiguientes indicadas en las presentes normas.

En los casos que transcurridos los sesenta (60) días calendario antes mencionados, no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.

En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constate que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora ~~contará con diez (10) días hábiles adicionales para informar~~ remitirá a la SIGET dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, toda la información disponible sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada. En estos casos, la SIGET podrá designar nuevos puntos de medición a fin de identificar la fuente de la perturbación.

Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constate el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma.

La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo antes indicado de treinta (30) días calendario, el distribuidor no ha notificado los resultados al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario final, no obstante lo anterior, la aplicación del recargo podrá reanudarse si el distribuidor demuestra mediante una nueva medición que el usuario final aún no ha solventado el problema de distorsión armónica.

*Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.m.2.*

*Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el período de solución del problema.*

*Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.m.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constate mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.*

## **23. ARTÍCULO 77.m.4**

### **23.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

~~*Art. 77.m.4 Cuando el Distribuidor no cumpla con el plazo de dos días hábiles para realizar la medición, la compensación dejará de ser efectiva de forma automática, salvo en los casos en que el distribuidor en la segunda medición vuelva a comprobar que la trasgresión a los límites de la perturbación continúa.*~~

### **23.2 Observación de ASIA**

ASIA considera que la eliminación del artículo representa una disminución de las responsabilidades de las empresas distribuidoras.

### **23.3 Respuesta a ASIA**

La redacción del artículo 77.m.4 tiene el efecto de suspender la compensación del usuario final a la distribuidora, sin que necesariamente se haya verificado que se ha resuelto la situación de emisión de perturbaciones fuera de los límites establecidos. Sin embargo, tal como se desprende del comentario de ASIA, también existe la posibilidad de que el problema haya sido resuelto por el usuario final, pero el distribuidor no efectúe la remediación correspondiente de manera oportuna.

Al respecto, la propuesta de modificación el artículo 77.m.3 cambia el plazo de dos días hábiles indicado en el 77.m.4, por treinta días calendario, para que las distribuidoras realicen la medición, efectúen los análisis correspondientes y notifiquen los resultados al usuario final. Debe aclararse que dicha modificación no provoca ningún perjuicio al usuario final que ha solventado su situación, pues en ese caso, los resultados de la remediación serán favorables a éste, independientemente de que la remediación sea efectuada en un plazo de dos días hábiles, o en un plazo diferente.

Por lo antes expresado, se considera procedente la observación de ASIA en el sentido que se debe prever la posibilidad de que por algún motivo el distribuidor no efectúe la remediación a la que hace mención el quinto inciso del artículo 77.m.3. En ese caso, el usuario final que manifiesta haber resuelto su situación no debe compensar a la distribuidora; y esta última por no



haber efectuado la remediación correspondiente, tampoco está habilitada para suspender las compensaciones económicas a los restantes usuarios finales.

#### 23.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica SIGET

Por lo antes expuesto, se recomienda modificar el artículo 77.m.3, indicando que si la empresa distribuidora, en el plazo de los treinta días indicados para efectuar la medición, analizar y notificar los resultados al usuario final, no ha realizado la notificación correspondiente al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario; pero deberá continuar compensando a los restantes usuarios finales, hasta que cuente con la remediación que demuestre que el problema ha sido superado.

### 24. ARTÍCULO 77.n.2

#### 24.1 Propuesta Inicial de la SIGET

*Art. 77.n.2. El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la Distribuidora no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento y se determinará de la manera siguiente:*

$$RPIF = \min \left( 0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k: DPIF_k \leq 1} CENS * DPIF_k^2 * E_{(k)} + FA * \sum_{k: DPIF_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

*RPIF = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de efecto parpadeo (flicker) a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas.*

*Prom3UF = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento.*

*E(k) = Energía correspondiente a cada intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo k y la duración del intervalo de integración expresado en horas.*

*DPIF<sub>k</sub> = Distorsión penalizable individual de flicker para cada intervalo de medición k.*

*CENS = Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está clasificado.*

*FA = Factor de ajuste =  $\frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$*

*La compensación deberá ser pagada por el usuario al distribuidor afectado por el efecto parpadeo (flicker), una vez que se haya detectado la transgresión a los límites de la perturbación y hayan transcurrido los plazo indicados en el artículo 77.n.3 sin que se hayan efectuado las obras de mitigación correspondientes y será cargada mensualmente en los documentos de cobro del usuario final, desde el mes siguiente al vencimiento de los plazos antes citados y hasta que el problema haya sido resuelto. Para definir si la mencionada situación ha sido resuelta, el distribuidor tiene la obligación de efectuar una nueva medición en dicho usuario a más tardar diez (10) días hábiles después que éste le notifique los cambios realizados en sus instalaciones.*

#### 24.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador

NO. 038 LIBRO 65 PAG. 118

DELSUR y las empresas del grupo AES El Salvador manifiestan que los equipos aprobados por la SIGET para la campaña de perturbaciones registran la energía en cada intervalo; y que algunos equipos almacenan la energía de cada registro, mientras que otros presentan el valor acumulado de energía desde el inicio de la medición hasta el intervalo registrado. En ese sentido, sugieren que adicional a la alternativa de calcular la energía mediante el mecanismo propuesto, también se permita utilizar los valores de energía registrados por los equipos. La redacción que proponen es la siguiente:

*$E(k)$  = Energía correspondiente a cada intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada mediante el producto de la potencia real registrada en el intervalo  $k$  y la duración del intervalo de integración expresado en horas o la energía registrada por el equipo de medición.*

También manifiestan que es necesario definir la tarifa a considerar para el CENS, proponiendo la utilización de la tarifa en la cual está clasificado el usuario durante el periodo de medición. La redacción que proponen es la siguiente:

*CENS= Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final está se encuentre clasificado durante el periodo en el cual se efectuó la medición.*

Finalmente, expresan que debido a que en el artículo 77.n.3 se establecen todos los pasos y plazos que se deben cumplir para hacer efectiva la penalización del usuario, no es necesario incluir el plazo para la remediación en el artículo 77.n.2, y proponen la siguiente modificación:

*La compensación deberá ser pagada por el usuario al distribuidor afectado por el efecto parpadeo (flicker), una vez que se haya detectado la transgresión a los límites de la perturbación y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3 sin que se hayan efectuado las obras de mitigación correspondientes y será cargada mensualmente en los documentos de cobro del usuario final, desde el mes siguiente al vencimiento de los plazos y hasta que el problema haya sido resuelto. ~~Para definir si la mencionada situación ha sido resuelta, el distribuidor tiene la obligación de efectuar una nueva medición en dicho usuario a más tardar diez (10) días hábiles después que éste le notifique los cambios realizados en sus instalaciones.~~*

#### **24.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

Se consideran procedentes las observaciones indicadas por las empresas distribuidoras en lo concerniente a la definición del término "CENS" y en lo referente al artículo 77.n.3.

Por otra parte, no se considera procedente modificar la definición del término " $E(k)$ ", debido a que la misma distribuidora acepta que diferentes equipos registran la energía de manera diferente, razón por la que la utilización de dicho parámetro como insumo del cálculo trae complicaciones adicionales.

#### **24.4 Observación de EDESAL**

EDESAL considera que para el caso de que un usuario que incumpla simultáneamente los límites de emisión de perturbaciones por armónicas y flicker, no está clara la forma en que opera la limitación al 30% del monto promedio de las tres últimas facturas. Además propone agregar

un párrafo o añadir un nuevo artículo en el que se indique que, en dicho caso, el cálculo del recargo acumulado por ambos tipos de perturbación o compensación del usuario hacia la Distribuidora, no podrá exceder el sesenta por ciento (60%), del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición, mediante la cual se determinó el incumplimiento.

#### **24.5 Respuesta a EDESAL**

Se considera innecesario incluir el párrafo o artículo propuesto por EDESAL, pues es claro que en el caso que un usuario incumpla simultáneamente los límites de emisión de perturbaciones eléctricas tanto en armónicas como en efecto parpadeo, en una magnitud tal, que sature los niveles máximos de ambos tipos de perturbaciones, la aplicación de las disposiciones indicadas en los artículos 77.n.2 y 77.m.2 conlleva a un recargo máximo del 60% del promedio de las últimas tres facturas.

#### **24.6 Observación de ASI**

La ASI manifiesta que desconoce por qué razón se ha establecido el 30% del monto de las tres facturas anteriores como recargo o compensación máxima a pagar por parte del usuario, considerándolo excesivamente alto, sobre todo tomando en cuenta el alto impacto económico que esto tendría en la industria y la situación económica actual a nivel nacional.

Por lo anterior, propone que la compensación o recargo vaya en aumento de acuerdo a una metodología similar al recargo que se hace cuando el factor de potencia es inferior al 90%, y sin exceder en ningún caso el 10% del monto total de las tres facturas anteriores.

#### **24.7 Respuesta a la ASI**

A continuación se responden las observaciones presentadas por la ASI:

- a) Se aclara que la limitación del máximo recargo o penalización a pagar por los usuarios finales es una flexibilización de la norma que se encuentra vigente desde enero de 2005, y representa un beneficio para los usuarios que pudieran encontrarse en dicha situación, pues hasta este momento la fórmula de cálculo no cuenta con ninguna acotación.
- b) En relación con la afirmación de que la compensación es considerada excesivamente alta, se aclara que no es correcto interpretar que un usuario final que se encuentre en situación de incumplimiento, automáticamente deberá pagar un recargo del 30% de sus últimas tres facturas. Los cálculos indicados en los artículos m.2 y n.2, toman en cuenta el grado de incumplimiento, de forma que el resultado es proporcional a la gravedad de la situación y sólo alcanza los niveles máximos de compensación en casos críticos. Adicionalmente, tal como lo expresan los artículos 77.m.3 y 77.n.3, es posible que un usuario perturbador no cancele compensación alguna si resuelve su situación dentro de un plazo máximo de 180 días.
- c) En relación con la afirmación de que la compensación supone un alto impacto económico en la industria y a la situación económica actual, se observa que la ASI no ha proporcionado información que respalde dicha afirmación. Adicionalmente, debe aclararse que para afectar a las redes de distribución por arriba de los límites admisibles, se requieren cargas importantes que emitan perturbaciones en niveles suficientemente altos para afectar significativamente a la red de distribución a la que se conectan llevándolas por arriba de



límites establecido en normas internacionales creadas para garantizar el buen funcionamiento de los equipos eléctricos y electrónicos en general, por tanto, la mayoría de usuarios debería encontrarse dentro de los límites admisibles de nivel de perturbación.

- d) En relación con la propuesta de una compensación en aumento según una metodología similar a la utilizada en los incumplimientos del factor de potencia, se aclara que la metodología propuesta por la SIGET cumple con lo requerido por la ASI, tal como se explicó en la letra b) del presente número, pues la compensación resultante es proporcional al grado de incumplimiento y para casos críticos alcanza un valor máximo equivalente al 30% del monto promedio de las últimas tres facturas.
- e) En relación con la propuesta de modificar el límite máximo de compensación por tipo de perturbación al 10% del monto total de las tres facturas anteriores, se aclara que lo solicitado es equivalente a lo propuesto por la SIGET, pues el 10% del monto total de las tres últimas facturas es equivalente al 30% del promedio del monto total de dichas facturas.
- f) En relación con la comparación de la emisión de perturbaciones eléctricas con el factor de potencia, se debe aclarar que las consecuencias de incumplir los niveles máximos de emisión de perturbaciones eléctricas pueden llevar al funcionamiento inadecuado y daño de equipo eléctrico o electrónico de los usuarios finales que se encuentran en el entorno del usuario que emite las perturbaciones, incluso puede causar pérdidas en los procesos productivos de terceros. Por otra parte, la compensación que debe pagar un usuario final debe ser proporcional al incumplimiento, en este caso, con el potencial perjuicio o riesgo que impone a su entorno; por tanto, la señal regulatoria para prevenir altos niveles de emisión de perturbaciones eléctricas deberían ser de mayor intensidad que la aplicada para el caso del factor de potencia.

#### 24.8 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes mencionado, y considerando que para este caso también aplica la observación del artículo 49 referente a la necesidad de analizar de manera independiente el incumplimiento por cada fase de servicio, se recomienda modificar la redacción propuesta inicialmente, de la siguiente manera:

**Art. 77.n.2.** *El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la Distribuidora, por exceder los límites de efecto parpadeo (flicker), no podrá exceder el treinta por ciento (30%) del monto promedio de las tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la que se determinó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso. El recargo del usuario hacia la distribuidora y se determinará de la manera siguiente:*

$$RPIF = \min \left( 0.3 * Prom3UF, FA * \sum_{k: DPIF_k \leq 1} CENS * DPIF_k^2 * E_{(k)} + FA * \sum_{k: DPIF_k > 1} CENS * E_{(k)} \right)$$

*RPIF = Recargo a pagar por incumplimiento de los límites de efecto parpadeo (flicker) a aplicar al usuario que excede las tolerancias establecidas. Es la suma de las compensaciones correspondientes a la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/kWh) para cada fase e intervalo de medición k, excepto en los casos que dicha suma sobrepase el treinta por ciento (30%) del término Prom3UF.*



$Prom3UF$  = Monto promedio de las tres últimas facturas del usuario, anteriores al mes en que se efectuó la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, en caso no se cuente al menos con tres facturas, se realizará el cálculo tomando una o dos facturas, según sea el caso.

$E(k)$  = Energía correspondiente a cada intervalo de la medición mediante la cual se verificó el incumplimiento, calculada a través ~~mediante~~ del producto de la potencia real registrada en el intervalo  $k$  y la duración del intervalo de integración expresado en horas.

$DPIF_k$  = Distorsión penalizable individual de flicker para cada intervalo de medición  $k$ .

$CENS$  = Costo de energía no entregada con la calidad establecida (\$/kWh) es dos veces el valor vigente de los precios de la energía de la tarifa aprobada por la SIGET en que el usuario final ~~está~~ se encuentre clasificado durante el periodo en el cual se efectuó la medición.

$FA$  = Factor de ajuste =  $\frac{\text{cantidad de registros en 7 días (1,008 registros)}}{\text{Cantidad de registros válidos de la medición}}$

~~La compensación deberá ser pagada por el usuario al distribuidor afectado por el efecto parpadeo (flicker), una vez que se haya detectado la transgresión a los límites de la perturbación y hayan transcurrido los plazos indicados en el artículo 77.n.3 sin que se hayan efectuado las obras de mitigación correspondientes y será cargada mensualmente en los documentos de cobro del usuario final, desde el mes siguiente al vencimiento de los plazos antes citados y hasta que el problema haya sido resuelto. Para definir si la mencionada situación ha sido resuelta, el distribuidor tiene la obligación de efectuar una nueva medición en dicho usuario a más tardar diez (10) días hábiles después que éste le notifique los cambios realizados en sus instalaciones.~~

## 25. ARTÍCULO 77.n.3

### 25.1 Propuesta Inicial de la SIGET

*Art. 77.n.3.* Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de efecto parpadeo (flicker) en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario que está generando la perturbación eléctrica, así como la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.

En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación afecte simultáneamente a más de una distribuidora, sin que pueda determinarse en cual operador se encuentra el origen de la perturbación eléctrica, la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución.

En los casos que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.

*En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constate que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora contará con diez (10) días hábiles adicionales para informar a la SIGET sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada.*

*Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constate el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma. La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un periodo de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.n.2.*

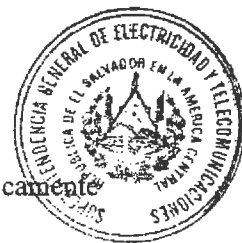
*Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el periodo de solución del problema.*

*Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.n.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constate mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.*

## **25.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador, expresan que no es procedente que la distribuidora realice a su costo obras de mitigación en la red de distribución debido a los siguientes motivos:

- a) Las perturbaciones son generadas e inyectadas por las cargas conectadas a la red de distribución o transmisión. En ese sentido, las perturbaciones ocasionadas por un usuario conectado a la red de distribución o perturbaciones provenientes de los puntos de interconexión con la red de transmisión, no son responsabilidad de las distribuidoras.
- b) Las redes de distribución han sido construidas cumpliendo con los estándares de construcción vigentes, los cuales no consideran perturbaciones que pueden ocasionar los usuarios que se conectan a las mismas. El proceso de optimización mediante el cual se determina el VNR de la empresa modelo reconocida en la fijación tarifaria, únicamente contempla la calidad de producto técnico desde el punto de vista de regulación de tensión, sin tener en consideración efectos de flicker o armónicos.



c) La responsabilidad de solucionar el problema de perturbaciones debe recaer únicamente sobre quien lo origina, es decir, sobre el usuario perturbador.

Por lo anterior, proponen que el primer párrafo del Art. 77.n.3 se modifique de la siguiente manera:

*Art. 77.m.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de efecto parpadeo (flicker) en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario que está generando la perturbación eléctrica, así como la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.*

También expresan que en el caso que el usuario perturbador se encuentre conectado en las redes de otro operador, es necesario coordinar tiempos y responsabilidades de cada uno de los operadores involucrados, y proponen que una vez que el operador que detectó el problema lo notifique al resto de operadores involucrados, se inicie el mismo procedimiento y plazos establecidos en el artículo 77.n.3.

Adicionalmente, manifiesta que con el objeto de ordenar la entrega de información a la SIGET, se propone que la misma se remita en conjunto con el informe mensual de las Normas de Calidad de los Sistemas de Distribución. Caso contrario, cada una de las distribuidoras tendría que estar remitiendo constantemente información a la SIGET. La redacción propuesta es la siguiente:

*En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constate que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora contará con diez (10) días hábiles adicionales para informar remitirá a la SIGET dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, la información sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada*

Finalmente indican que deben establecerse las consecuencias si el usuario se niega a pagar la penalización, ya que en esos casos la distribuidora tampoco debería aplicar compensaciones a los afectados.

### **25.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

Se considera procedente la propuesta de remitir información mediante los informes ejecutivos mensuales.

Por otra parte, no se considera procedente la propuesta de eliminar la referencia al estudio de las obras de mitigación, debido a lo siguiente:

- a) En relación con la afirmación de que el distribuidor no tiene responsabilidad en la generación de perturbaciones y por ende no le corresponde realizar obras de mitigación en la red de distribución, se aclara que lo siguiente:
- a.1) Las empresas distribuidoras otorgan la factibilidad para la conexión de nuevos servicios o incrementos de carga, de forma que están en la capacidad de advertir a los usuarios que han presentado tales solicitudes, la obligación de cumplir con las Normas.
  - a.2) Las empresas distribuidoras pueden efectuar el corte del servicio cuando las instalaciones de un usuario pongan en peligro la seguridad de las personas o bienes, sean éstos propiedad del operador, del usuario o de terceros.
  - a.3) Las mismas empresas distribuidoras reconocen que son responsables de la calidad del servicio que brindan a sus usuarios finales, así como de los daños económicos o a equipos que las perturbaciones en sus redes pudieran ocasionar. Esto puede verificarse mediante la modificación propuesta por las empresas del grupo AES El Salvador al artículo 8 de las normas, así como a través de las obras de mitigación realizadas por DELSUR y AES CLESA en el sector de Opico, entre otras.
- b) En relación con la referencia a los estándares vigentes y al proceso de determinación del VNR indicando que no consideran efectos de flicker o armónicos, se aclara que dichos procesos se basan en criterios de optimización, y no se considera eficiente sobredimensionar la totalidad de la red de distribución para mitigar problemas de perturbaciones eléctricas, que en general son de carácter particular; de forma que los estándares vigentes y el proceso de cálculo del VNR no exoneran a las empresas distribuidoras de su responsabilidad respecto al nivel de perturbaciones en las redes de distribución.

Adicionalmente, la mejor solución para evitar el efecto de las perturbaciones eléctricas no es mitigarlo mediante el sobredimensionamiento de las redes de distribución; sino eliminar la causa que lo produce. Ello se lograría previniendo a los usuarios que requieran nuevos servicios o incrementos de carga, sobre la obligación de cumplir con los niveles de calidad exigidos en las Normas, y en el caso de redes eléctricas con altos niveles de perturbación, corresponde analizar el riesgo en el que se encuentran los restantes usuarios, evaluar las obras de mitigación necesarias, identificar al usuario perturbador y exigir el cumplimiento de los límites correspondientes.

- c) En relación con la afirmación de que la responsabilidad de solucionar el problema de perturbaciones debe recaer únicamente sobre quien lo origina, es decir, sobre el usuario perturbador, debido a los motivos expresados en las letras anteriores, se sostiene que ello no es responsabilidad exclusiva del usuario final, sino que la misma es compartida con la empresa distribuidora, quien debe responder ante sus usuarios finales por los problemas que las perturbaciones eléctricas provoquen en las redes de distribución.
- d) En relación con la observación referente a que deben establecerse las consecuencias en el caso que un usuario final se niegue a pagar la compensación a la empresa distribuidora, se aclara que las empresas distribuidoras pueden efectuar las acciones administrativas o legales que correspondan para la recuperación de los monto erogados, de la misma manera en que procederían en el caso que un usuario final se negara a pagar el recargo por incumplimiento al límite del factor de potencia.



- e) En relación con la propuesta de que la distribuidora no compense a los afectados en aquellos casos en los que los usuarios finales se nieguen a pagar la compensación a las empresas distribuidoras, se considera que la propuesta no es procedente, pues el hecho de que el usuario final adquiera una deuda con las empresas distribuidoras, no anula la relación contractual de los estantes usuarios finales con la distribuidora, ni exonera a la distribuidora de su responsabilidad de cumplir con los límites de perturbación eléctrica indicado en los artículos 55 y 55 de las Normas, o de responder ante los daños económicos o a equipos por los problemas presentes en sus instalaciones.
- f) Hay que considerar que el distribuidor durante la ejecución de maniobras también puede generar perturbaciones en las instalaciones de distribución y que dichas perturbaciones afectarían a los usuarios conectados a dichas redes, es por ello que el distribuidor no puede desligarse del problema de las perturbaciones ni de los estudios y obras de mitigación necesarias para reducir su incidencia en los usuarios.
- g) En conclusión, se reitera que el distribuidor es responsable de la calidad del servicio que presta a sus usuarios finales, y de responder por los daños económicos o a equipos que pudieran causarse por las perturbaciones presentes en las redes de distribución.

#### **25.4 Observación de EDESAL**

EDESAL manifiesta que en el penúltimo inciso del artículo es necesario enfatizar el tipo de perturbación al que se hace referencia.

También propone que se indique que cuando el usuario perturbado informa haber resuelto el problema, se deben efectuar dos remediciones, una en el punto de entrega al usuario final y otra en el punto que originó la búsqueda del usuario perturbador.

Asimismo, señala que debe aclararse que si un usuario final realiza las modificaciones pertinentes en sus instalaciones para eliminar un incumplimiento en la emisión de perturbaciones eléctricas, pero a pesar de ello, el nivel de perturbaciones en la red de distribución aún es superior al límite indicado por las normas de calidad, se debe buscar un nuevo usuario perturbador, reiniciando la totalidad de los plazos indicados en el artículo 77.n.3.

Finalmente, EDESAL formula las siguientes interrogantes:

- a) ¿Es el alcance de las remediciones hasta el usuario perturbador detectado, nada más; teniendo que esperar a que sea la SIGET quien defina nuevamente el punto de medición de perturbaciones en tensión que dió inicio al proceso?
- b) ¿Deben realizarse remediciones simultáneas de corriente y tensión en el usuario perturbador y en los puntos con perturbaciones en tensión respectivamente?
- c) ¿En el caso que el usuario perturbador haya regulado su incidencia, y sin embargo las perturbaciones en tensión persistan, se iniciará un nuevo período de control de usuarios perturbadores de 60 días?

#### **25.5 Respuestas a EDESAL**

Se considera procedente la propuesta de modificación del penúltimo inciso del artículo para enfatizar el tipo de perturbación al que se hace referencia, así como el requerimiento de medir

simultáneamente en el punto de entrega al usuario final y en el punto que dió origen al usuario perturbador.

En relación con el caso en el que un usuario perturbador realiza las adecuaciones necesarias, pero el nivel de perturbaciones no disminuye lo suficiente para que el distribuidor cumpla con los límites de perturbaciones en sus redes de distribución, debe aclararse que lo que corresponde es considerar la realización de las obras de mitigación requeridas en la propuesta de la SIGET e iniciar una nueva búsqueda del usuario perturbador (o usuarios perturbadores en el caso que exista más de uno).

Se aclara que la situación hipotética expuesta por EDESAL sólo puede ocurrir cuando existe más de un usuario perturbador conectado a la red de distribución afectada y la empresa distribuidora no efectúa un análisis adecuado de los usuarios potencialmente perturbadores conectados a la red eléctrica afectada. En ese sentido, se aclara que el plazo de sesenta (60) días calendario para ubicar al usuario perturbador tiene el propósito de otorgar al distribuidor tiempo suficiente para efectuar un diagnóstico de la magnitud del problema, generar un listado de los usuarios potencialmente perturbadores conectados a la red de distribución afectada, y efectuar las inspecciones y mediciones que considere necesarias para identificar a los usuarios perturbadores.

En cuanto a las interrogantes planteadas por EDESAL se manifiesta lo siguiente:

- a) En relación al alcance de las remediciones, se ampliará la redacción del artículo para considerar la necesidad de realizar dos remediciones.
- b) En relación a la necesidad de remedir simultáneamente voltaje y corriente en los puntos a remedir, debe aclararse que la medición de las corrientes en ambos casos es necesaria, ya que se requiere el registro de la potencia real.
- c) En el caso que persistan las perturbaciones, el distribuidor debe considerar la realización de las obras de mitigación requeridas en la propuesta de la SIGET e iniciar una nueva búsqueda del usuario perturbador (o usuarios perturbadores en el caso que exista más de uno).

#### **25.6 Observaciones de ASI**

La ASI manifiesta que es necesario incorporar en este artículo que, si por razones de fuerza mayor ajenas al usuario no se ha podido resolver el problema de perturbaciones y se cumplen los 180 días calendarios otorgados, se le prorrogará dicho período, sin exceder en ningún caso a doscientos setenta (270) días calendarios. Para esto el usuario tendrá que demostrar que ya hizo todo lo necesario para solventar el problema (copia de la solución del problema, órdenes de compra de los equipos, fechas de entrega del proveedor, etc.).

#### **25.7 Respuesta a la ASI**

La propuesta presentada no se considera procedente por los siguientes motivos:

- a) Las Normas se encuentran vigentes desde enero del año 2005, existiendo desde esa fecha obligación por parte de los usuarios finales de cumplir con los límites de emisión de perturbaciones que las Normas establecen.



**SIGET**

- b) La aplicación de los recargos indicados en las Normas fue prevista a partir del año 2008, de forma que se concedió un período de tres años para permitir la implementación de las medidas necesarias por parte de los usuarios finales.
- c) Mediante el Acuerdo No. 53-E-2008, se prorrogó por tres años adicionales la aplicación de los recargos a los usuarios finales, de forma que serían aplicables a partir del año 2011.
- d) Mediante el Acuerdo No. 471-E-2010, se prorrogó por seis meses adicionales el inicio de la aplicación de los recargos económicos a los usuarios finales, indicando que serán aplicables a partir de julio del presente año.
- e) Mediante las modificaciones propuestas a los artículos 77.m.3 y 77.n.3, se está concediendo una prórroga adicional de 180 días calendarios contados a partir de la notificación por parte de la empresa distribuidora, para que las empresas efectúen las adecuaciones necesarias.
- f) Se tiene conocimiento de empresas distribuidoras y usuarios finales que desde el año pasado están siendo afectadas por perturbaciones eléctricas emitidas por terceros, de forma que a fin de proteger los derechos de los usuarios afectados, la aplicación de las Normas es indispensable.

#### **25.8 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica.**

Por lo antes expuesto y tomando en cuenta la recomendación indicada para la eliminación del artículo 77.n.4, se recomienda modificar la propuesta inicial de la manera siguiente:

*Art. 77.n.3. Cuando mediante una medición se haya verificado la presencia de efecto parpadeo (flicker) en la red de distribución, la distribuidora dispondrá de sesenta (60) días calendario a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos, para la identificación del usuario o conjunto de usuarios que está generando la perturbación eléctrica, así como para la elaboración de los estudios pertinentes referentes a las obras de mitigación necesarias en la red de distribución de su propiedad para no infringir los límites establecidos en las presentes Normas.*

*En el caso de distribuidoras que se encuentren interconectadas o que compartan la barra en el punto de entrega del transmisor, de forma tal que la perturbación sobrepase los límites admisibles en dicha barra o punto de interconexión ~~afecte simultáneamente a más de una distribuidora, sin que pueda determinarse en cual operador se encuentra el origen de la perturbación eléctrica~~, la identificación del usuario perturbador deberá involucrar la búsqueda en la totalidad de las redes eléctricas afectadas, para lo cual, el operador que detectó el problema deberá notificar por escrito a los operadores involucrados a fin de coordinar de manera conjunta la identificación del usuario o grupo de usuarios que están generando efecto parpadeo (flicker) en las redes de distribución.*

*La referida notificación deberá realizarse dentro de los primeros quince (15) días calendarios contados a partir de la fecha de finalización de la medición en la cual se detectó el incumplimiento a los límites establecidos.*

*A partir de la notificación anterior, el operador que ha sido informado de las perturbaciones dispondrá de quince (15) días calendario para verificar mediante una medición válida si existen*



incumplimientos en los niveles de perturbaciones en sus redes de distribución y notificar los resultados al operador que le remitió la notificación. En el caso que se verifique la presencia de perturbaciones fuera de los límites admisibles, deberá iniciar la búsqueda del usuario perturbador y efectuar las acciones consiguientes indicadas en las presentes normas.

En los casos que transcurridos los sesenta (60) días calendario antes mencionados, no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador y se demuestre mediante una remediación que el problema ha desaparecido, no se aplicarán compensaciones.

En los casos en que no le sea posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la remediación constata que el problema todavía persiste, y no se haya demostrado que el problema se origine en la red de transmisión, la empresa distribuidora ~~contará con diez (10) días hábiles adicionales para informar~~ remitirá a la SIGET dentro del informe ejecutivo del siguiente mes, toda la información disponible sobre el grado de incumplimiento de los niveles de perturbación, área geográfica afectada, acciones ejecutadas orientadas a la detección del usuario perturbador, los motivos que imposibilitaron la identificación del usuario, el estudio sobre las obras de mitigación necesarias para la solución de la problemática, el costo estimado del proyecto, así como toda aquella información adicional con que cuente la empresa distribuidora y que se encuentre relacionada con la problemática analizada. En estos casos, la SIGET podrá designar nuevos puntos de medición a fin de identificar la fuente de la perturbación.

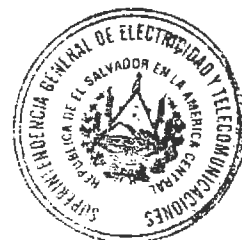
Si le fue posible a la distribuidora identificar al usuario perturbador, la distribuidora le notificará a éste que dispone de ciento ochenta (180) días calendario para solucionar el problema detectado. Una vez que el usuario ha efectuado las modificaciones o adecuaciones pertinentes en sus instalaciones, éste debe notificar a la distribuidora que ha resuelto el problema a fin de que ésta realice una remediación que constate el cumplimiento de los límites establecidos en la presente norma.

La distribuidora dispondrá de treinta (30) días calendario para efectuar la remediación, efectuar los análisis correspondientes y notificar al usuario los resultados obtenidos, la remediación deberá efectuarse por un período de al menos siete (7) días en intervalos de diez (10) minutos. Si transcurrido el plazo antes indicado de treinta (30) días calendario, el distribuidor no ha notificado los resultados al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario final, no obstante lo anterior, la aplicación del recargo podrá reanudarse si el distribuidor demuestra mediante una nueva medición que el usuario final aún no ha solventado el problema de efecto parpadeo (flicker).

Si transcurrido el plazo de ciento ochenta (180) días otorgado al usuario, éste no notifica haber solucionado el problema, la distribuidora aplicará mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado de conformidad a lo establecido en el artículo 77.n.2.

Si la remediación comprueba que el problema ha sido solucionado dentro del plazo establecido, no se aplicará la penalización al usuario perturbador ni la compensación a los usuarios afectados durante el período de solución del problema.

Si la remediación comprueba que el problema persiste, la distribuidora notificará al usuario los resultados de la remediación y procederá a aplicar mensualmente, a partir de la facturación del mes siguiente, el recargo calculado con la última remediación y según lo establecido en el artículo 77.n.2, el recargo dejará de ser aplicado, cuando el usuario informe a la distribuidora que ha solventado su situación y ésta constata mediante una remediación que el problema ha sido solucionado.



**SIGET**

## **26. ARTÍCULOS 77.n.4**

### **26.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

~~*Art. 77.n.4. Cuando el Distribuidor no cumpla con el plazo de dos días hábiles para realizar la medición, la compensación dejará de ser efectiva de forma automática, salvo en los casos en que el distribuidor en la segunda medición vuelva a comprobar que la trasgresión a los límites de la perturbación continúa.*~~

### **26.2 Observación de ASIA**

ASIA considera que la eliminación del artículo representa una disminución de las responsabilidades de las empresas distribuidoras.

### **26.3 Respuesta a ASIA**

La redacción del artículo 77.n.4 tiene el efecto de suspender la compensación del usuario final a la distribuidora, sin que necesariamente se haya verificado que se ha resuelto la situación de emisión de perturbaciones fuera de los límites establecidos. Sin embargo, tal como se desprende del comentario de ASIA, también existe la posibilidad de que el problema haya sido resuelto por el usuario final, pero el distribuidor no efectúe la remediación correspondiente de manera oportuna.

Al respecto, la propuesta de modificación el artículo 77.n.3 cambia el plazo de dos días hábiles indicado en el 77.n.4, por treinta días calendario, para que las distribuidoras realicen la medición, efectúen los análisis correspondientes y notifiquen los resultados al usuario final. Debe aclararse que dicha modificación no provoca ningún perjuicio al usuario final que ha solventado su situación, pues en ese caso, los resultados de la remediación serán favorables a éste, independientemente de que la remediación sea efectuada en un plazo de dos días hábiles, o en un plazo diferente.

Por lo antes expresado, se considera procedente la observación de ASIA en el sentido que se debe prever la posibilidad de que en casos que el distribuidor no efectúe la remediación requerida en el quinto inciso del artículo 77.n.3, el usuario final que manifiesta haber resuelto su situación no debe compensar a la distribuidora, y la distribuidora que no ha efectuado la remediación correspondiente, tampoco está habilitada para suspender las compensaciones económicas a los restantes usuarios finales.

### **26.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes expuesto, se recomienda modificar el artículo 77.n.3, indicando que si la empresa distribuidora, en el plazo de los 30 días indicados para efectuar la medición, analizar y notificar los resultados al usuario final, no ha realizado la notificación correspondiente al usuario final, deberá suspender de manera automática la aplicación del recargo a dicho usuario; pero deberá continuar compensando a los restantes usuarios finales, hasta que cuente con la remediación que demuestre que el problema ha sido superado.

## **27. ARTÍCULO 82 BIS**

### **27.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

*Art.82 bis. En el caso que previo al periodo de aplicación de las compensaciones por incumplimiento de los límites de distorsión armónica y efecto parpadeo, la empresa distribuidora hubiera detectado perturbaciones eléctricas en sus redes de distribución; identificado a uno o más usuarios en los que se originan las perturbaciones eléctricas observadas; informado a dichos usuarios sobre la necesidad de efectuar modificaciones o adecuaciones en sus instalaciones internas para cumplir con los parámetros de calidad establecidos en las presentes Normas; y hubiesen transcurrido más de ciento ochenta (180) días calendario desde que el usuario final hubiese sido informado de tal situación, sin que la situación hubiese sido resuelta, no serán aplicables los artículos 77.m.3 y 77.n.3, debiéndose proceder con la aplicación de los recargos correspondientes calculados mediante los artículos 77.m.2 y 77.n.2, los cuales deberán ser aplicados mensualmente a partir de la facturación correspondiente al mes en que se inicie la aplicación de las compensaciones y recargos relacionadas con las distorsión armónica y el efecto parpadeo.*

## **27.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

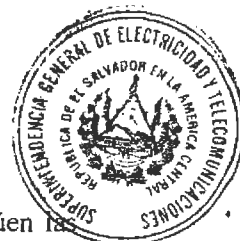
DELSUR y las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador manifiestan que debido a que las soluciones a los problemas detectados son complejas, pueden requerir inversiones significativas por parte de los usuarios y necesitar mayor tiempo para su implementación, por lo que se propone que se establezca una excepcionalidad en casos que se compruebe que se han realizados todas las actividades encaminadas a resolver el problema detectado y se requiera de tiempo adicional, agregando el siguiente párrafo:

*Si el usuario demuestra fehacientemente que está realizando todas las acciones necesarias para solucionar el problema, la SIGET podrá extender el plazo para la implementación de la solución del problema detectado.*

## **27.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

La propuesta presentada no se considera procedente por los siguientes motivos:

- a) Las Normas se encuentran vigentes desde enero del año 2005, existiendo desde esa fecha obligación por parte de los usuarios finales de cumplir con los límites de emisión de perturbaciones que las Normas establecen.
- b) La aplicación de los recargos indicados en las Normas fue prevista a partir del año 2008, de forma que se concedió un periodo de tres años para permitir la implementación de las medidas necesarias por parte de los usuarios finales.
- c) Mediante el Acuerdo No. 53-E-2008, se prorrogó por tres años adicionales la aplicación de los recargos a los usuarios finales, de forma que serían aplicables a partir del año 2011.
- d) Mediante el Acuerdo No. 471-E-2010, se prorrogó por seis meses adicionales el inicio de la aplicación de los recargos económicos a los usuarios finales, indicando que serán aplicables a partir de julio del presente año.
- e) Mediante las modificaciones propuestas a los artículos 77.m.3 y 77.n.3, se está concediendo una prórroga adicional de 180 días calendarios contados a partir de la



**SIGET**

notificación por parte de la empresa distribuidora, para que las empresas efectúen las adecuaciones necesarias.

- f) Se tiene conocimiento de empresas distribuidoras y usuarios finales que desde el año pasado están siendo afectadas por perturbaciones eléctricas emitidas por terceros, de forma que a fin de proteger los derechos de los usuarios afectados, la aplicación de las Normas es necesaria.

#### **27.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes expresado se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### **28. DEROGACIÓN DEL ACUERDO No. 53-E-2008**

#### **28.1 Propuesta Inicial de la SIGET**

Considerando que la cantidad de puntos a medir se encuentra normada en los artículos anteriores, y que la medición de perturbaciones eléctricas emitidas en las instalaciones de los usuarios finales debe ser precedida por la verificación de los niveles de perturbaciones eléctricas existentes en las redes de distribución, también se recomienda derogar el acuerdo No. 53-E-2008, mediante el cual se exige a cada empresa distribuidora la realización de mediciones mensuales de flicker y armónicos en los puntos de entrega de dos usuarios finales escogidos al azar.

#### **28.2 Observación de ASIA**

ASIA manifiesta que como consecuencia de la derogación del Acuerdo No. 53-E-2008 debe haber una disminución en los cargos de distribución.

#### **28.3 Respuesta a ASIA**

La derogación del Acuerdo No. 53-E-2008 no implica una reducción de costos para las empresas distribuidoras que pueda reflejarse en el cargo de distribución, pues la aplicación de dicho acuerdo en el año 2008 no requirió de la adquisición de equipos de medición adicionales ni de la contratación de personal adicional, por lo que su derogación no implicará una reducción significativa en los costos operativos de las empresas distribuidoras, ya que los equipos y el personal involucrado continuarán siendo necesarios para realizar el control de las perturbaciones que actualmente se está implementando.

#### **28.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes indicado se recomienda mantener la propuesta inicial de la SIGET de derogar al Acuerdo No. 53-E-2008.

### **C. OBSERVACIONES A LA METODOLOGÍA DE CONTROL**

A continuación se analizan las observaciones presentadas a la Metodología, propuesta mediante el Acuerdo No. 125-E-2011.

## **29. CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

### **29.1 Propuesta Inicial de SIGET**

*La SIGET seleccionará mensualmente un (1) punto de verificación de flicker y un (1) punto de verificación de distorsión armónica de tensión por cada sesenta mil (60,000) usuarios. En caso el distribuidor no cuente al menos con sesenta mil (60,000) usuarios, éste deberá realizar al menos una (1) medición válida de efecto parpadeo (flicker) y una (1) medición válida de distorsión armónica en cada mes. Sin embargo, la SIGET podrá modificar la cantidad de puntos de medición o requerir mediciones adicionales en un periodo específico.*

*En las mediciones seleccionadas para medir la incidencia de efecto parpadeo, también se deberá medir la distorsión armónica de tensión, recíprocamente, en las mediciones seleccionadas para medir la incidencia de distorsión armónica, también se deberá medir el efecto parpadeo.*

### **29.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

En relación con el párrafo anterior, DELSUR y las empresas del grupo AES El Salvador manifiestan que, si bien es cierto que los equipos utilizados en la campaña de perturbaciones tienen la capacidad de medir tanto flicker como distorsión armónica, la evaluación del incumplimiento a los umbrales establecidos debe realizarse únicamente sobre la campaña (flicker o armónicas) para la cual fue designada la medición. De lo contrario, sería equivalente a duplicar la campaña de perturbaciones, duplicando también las actividades que realizan las distribuidoras tales como procesamiento de mediciones, cálculo de indicadores, detección de usuarios perturbadores, remediciones, entre otras. Por lo anterior, proponen aclarar que el incumplimiento de una medición se determinará a partir de la evaluación del indicador de la campaña para la cual fue designada la medición.

### **29.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

La propuesta presentada por las empresas distribuidoras se considera procedente.

### **29.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Se recomienda modificar el párrafo analizado de la siguiente manera:

*"En las mediciones seleccionadas para medir la incidencia de efecto parpadeo, también se deberá medir la distorsión armónica de tensión, recíprocamente, en las mediciones seleccionadas para medir la incidencia de distorsión armónica, también se deberá medir el efecto parpadeo. No obstante lo anterior, el incumplimiento de una medición se determinará a partir de la evaluación del indicador de la campaña para la cual fue designada la medición."*

## **30. CAMPAÑA DE VERIFICACIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

### **30.1 Propuesta Inicial de SIGET**



**SIGET**

La SIGET entregará a la distribuidora, con veinte (20) días hábiles de antelación al inicio cada mes, el listado de puntos a medir mensualmente, para lo cual utilizará la planilla de datos adjunta en el Anexo N° 5 de la presente metodología.

La distribuidora deberá notificar a la SIGET con cinco (5) días hábiles de anticipación al inicio del mes de medición, la dirección y la fecha para la realización de las mediciones, para lo cual complementará la planilla de datos previamente remitida por la SIGET.

Se considerará que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo.

La SIGET con personal propio o por contratación, podrá auditar la instalación y retiro de hasta la totalidad de mediciones que realice el distribuidor.

En el caso que no resulte posible la instalación de un equipo de medición en alguno de los puntos seleccionados, la distribuidora deberá presentar dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes, la justificación correspondiente, debidamente documentada, de forma que permita a la SIGET comprobar y evaluar el caso. La SIGET notificará a la empresa distribuidora acerca de la resolución del caso. Si la situación planteada no pudiera ser comprobada o resultase inválida, la SIGET podrá exigir la realización de la medición correspondiente, en caso contrario proporcionará un sustituto. La medición del usuario pendiente o de su sustituto, deberá ser realizada en el mes posterior a la notificación de la resolución de la justificación, constituyéndose dicho punto en una medición adicional a ser efectuada junto con las mediciones correspondientes en ese mes.

Durante la instalación y retiro de los equipos de medición, tanto en la medición como en la remediación, en caso la hubiere, la distribuidora completará la "Planilla de Instalación y Retiro" de acuerdo al formato definido por la SIGET, en el Anexo N° 8.

La empresa distribuidora dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada mes, enviará a la SIGET un informe en formato digital con la información de incidencia de flicker y distorsión armónica de voltaje recolectada por medio de las mediciones de regulación de tensión realizadas en el mes anterior, el cual deberá contener los siguientes campos o columnas:

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
ID Usuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET	Texto (12)
Tarifa	tarifa del usuario según la tabla DATOS USUARIOS	Texto (3)
MontoProm3UF	Monto promedio de las últimas tres facturas anteriores al mes en que se efectuó la medición	Decimal
FechaInstalacion	Fecha y hora de instalación de la medición	Fecha + Hora
FechaRetiro	Fecha de retiro de la medición	Fecha + Hora
P90Pst	Percentil 90 del Pst	Decimal
P90THDV	Percentil 90 del THDV	Decimal
FInPst	Frecuencia de incumplimiento del límite Pst	Decimal
FInTHDV	Frecuencia de incumplimiento del límite THDV	Decimal

(...)

### 30.2. Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR y las empresas del grupo AES El Salvador manifiestan que con el objeto de asegurar la correcta interpretación de los indicadores requeridos en la tabla anterior, por parte de las distribuidoras y usuarios finales, se debe definir la forma de cálculo de los campos P90Pst y P90THDV.

### **30.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

Se considera procedente la observación de las empresas distribuidoras en cuanto a definir la forma de obtener los valores de los campos P90Pst y P90THDV.

### **30.4 Observación de EDESAL**

Manifiesta que en la metodología debe incorporarse la posibilidad de medir el DV/V como opción a la medición del Pst; ya que la metodología para el control de la regulación de tensión define ese parámetro como variable de medición y registro de los equipos utilizados para dicha campaña.

### **30.5 Respuesta a EDESAL**

Se considera procedente la observación de la distribuidora.

### **30.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

En virtud de lo antes expuesto se recomienda añadir dos incisos al final de la tabla analizada en los que se indique lo siguiente:

*“Los términos P90Pst y P90THDV se refieren al mínimo valor registrado en la medición que supere al noventa por ciento (90%) de los valores de Pst o THDV (según corresponda), considerando solamente a los registros válidos de cada medición. En el caso que se evalúe más de una fase, lo que corresponde es obtener los percentiles noventa de THDV o Pst (según corresponda) de cada fase y seleccionar al mayor entre dichos valores.*

*En el caso que debido a limitaciones del equipo de medición, se hubiese registrado el parámetro  $\Delta V/V$  en lugar del Pst, el término P90Pst se calculará por medio de dichos valores, es decir, considerando el mínimo valor registrado en la medición que supere al noventa por ciento (90%) de los valores de  $\Delta V/V$ . En este caso, no será aplicable el cálculo del término  $FInPst$ .”*

## **31. EQUIPO DE MEDICIÓN DEL NIVEL DE PERTURBACIONES ELÉCTRICAS**

### **31.1 Propuesta Inicial SIGET**

*Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública. Asimismo, contará 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.*

*Las características del equipo de medición a ser utilizado para el cumplimiento de la campaña de medición se detallan en los Anexos N° 1 y N° 2 de la presente metodología.*



**SIGET**

*Con una anterioridad de diez (10) días hábiles al comienzo de cada semestre, el distribuidor deberá enviar a la SIGET la base de datos que contendrá la identificación del número de serie de cada equipo, su marca, modelo y exactitud, así como las fechas de adquisición, calibración y/o ajuste que cada uno en particular haya tenido, dicha información deberá ser entregada en forma impresa y magnética.*

*Las mediciones realizadas por medio de equipos no aprobados por la SIGET, podrán ser consideradas como no válidas por la SIGET y en ese caso, deberán ser realizadas dentro del plazo máximo de diez (10) días hábiles contados a partir de la orden que en tal sentido emita la SIGET.*

*En el caso que la distribuidora requiera adicionar nuevos equipos de medición, ésta deberá solicitarlo previamente, acompañando dicha solicitud de las justificaciones respectivas. La SIGET se reserva el derecho de autorizar y aprobar dichos equipos.*

*En caso que la distribuidora adquiera nuevos equipos para ser utilizados en las campañas de medición, ésta deberá informar las características técnicas de los mismos, así mismo deberá remitir a la SIGET el software de lectura y su licencia de uso, e informará de éstos con treinta (30) días calendario antes de su utilización.*

*Los certificados de calibración, ajuste o características técnicas de los equipos utilizados para la campaña de perturbaciones entre otros, deberán ser presentados en idioma español.*

### **31.2 Observación de ASIA**

ASIA manifiesta que no se menciona que los equipos de medición a instalar deban contar con los certificados de calibración emitidos por instituciones aceptadas por la SIGET.

### **31.3 Respuesta a ASIA**

La observación anterior se considera procedente.

### **31.4 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

El idioma inglés es el idioma internacionalmente aceptado por las diversas instituciones técnicas, incluyendo laboratorios de certificación, razón por la cual se considera conveniente, que también se permita la presentación de certificados en idioma inglés.

### **31.5 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

Aunque el inglés puede ser el idioma seleccionado por los fabricantes de equipos para emitir sus certificados, es necesaria la respectiva traducción al español para conocer exactamente el contenido del certificado, en vista de ello y de la propuesta del participante, se recomienda modificar el último párrafo.

### **31.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

En virtud de lo antes expuesto se recomienda modificar el párrafo anterior de la siguiente manera:



*"Los certificados de calibración, ajuste o características técnicas de los equipos utilizados para la campaña de perturbaciones entre otros, deberán ser presentados en idioma español o en inglés con su respectiva traducción al español certificada por notario. Los equipos utilizados para la campaña de medición deberán contar entre otros, con su certificado de ajuste y calibración emitido por el fabricante o por laboratorios internacionales o nacionales reconocidos y aprobados por la SIGET."*

### **32. INFORMACION A REMITIR A LA SIGET**

#### **32.1 Propuesta Inicial SIGET**

*La distribuidora procesará la información registrada y la remitirá a la SIGET, dentro de los primeros quince (15) días hábiles del mes siguiente al de la medición, respetando las reglas de identificación indicadas en el Anexo N° 3 de la presente base metodológica. La información a remitir consiste en lo siguiente:*

- a) Un informe ejecutivo mensual que contenga un resumen de los resultados obtenidos, observaciones y eventos ocurridos en el proceso de medición. Dicha información deberá ser remitida en forma impresa y magnética.*
- b) Copia de los archivos de medición, tanto válidos como inválidos, sin ningún tipo de procesamiento, obtenidos al producirse el retiro del equipo o después de finalizada la medición.*
- c) Un informe de todas las mediciones y remediciones realizadas, incluyendo los archivos planos (formato ASCII, TXT, CSV, etc.) con las mediciones efectuadas así como también las planillas originales correspondientes a las planillas de instalación y retiro. Dicha información deberá ser remitida en medio impreso y digital.*

*(...)*

#### **32.2 Observación de EDESAL**

EDESAL considera que debe mejorarse la redacción de la letra c) para aclarar que sólo los informes y planillas deben remitirse en medio digital e impreso, mientras que los archivos planos de las mediciones, únicamente deben enviarse en formato digital.

#### **32.3 Respuesta a EDESAL**

Se considera procedente la observación realizada

#### **32.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes indicado se recomienda modificar la redacción de la siguiente manera:

*"c) Un informe en formato impreso y digital de todas las mediciones y remediciones realizadas, incluyendo una copia digital de los archivos planos (formato ASCII, TXT, CSV, etc.) con las mediciones efectuadas así como también las planillas originales correspondientes a las planillas de instalación y retiro indicadas en la presente metodología. Dicha información deberá ser remitida en medio impreso y digital."*



**SIGET**

### **33. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES**

#### **33.1 Propuesta Inicial SIGET**

*A los fines del procesamiento de los archivos de las mediciones de perturbaciones (flicker y armónicos), se deberán aplicar los criterios siguientes:*

*a) Consideraciones generales:*

- 1. Los archivos planos (formato ACII, TXT, CSV, etc.) deberán contener encabezado, nombrando a cada columna conforme a lo establecido en la presente metodología.*
- 2. Los parámetros eléctricos a ser medidos e informados en las mediciones, deberán ser parámetros de fase.*
- 3. Se deberán informar los voltajes, potencias, energías, flicker, corrientes y voltajes armónicos por fase.*

*(...)*

#### **33.2 Observación de EDESAL**

EDESAL manifiesta que de acuerdo con la metodología de procesamiento y cálculo de resultados, las potencias y energías requeridas para cada registro, deben ser las totales, no por fase.

#### **33.3 Respuesta a EDESAL**

No se considera procedente la propuesta de EDESAL en virtud de las observaciones del artículo 49 en lo concerniente a la necesidad de efectuar análisis independientes del incumplimiento en cada de cada fase de servicio.

#### **33.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes expuesto se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### **34. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES**

#### **34.1 Propuesta Inicial SIGET**

*(...)*

*b) Se considerará que un registro es inválido siempre que se verifique alguna de las siguientes condiciones:*

- 1. Que el período de integración del registro sea distinto de diez (10) minutos.*
- 2. Si entre dos registros existe un intervalo distinto de diez (10) minutos, se considerarán inválidos los dos (2) registros que limitan dicho intervalo de medición.*

*(...)*

### **34.2 Observación de DELSUR**

DELSUR manifiesta que el requerimiento de invalidar los dos registros contiguos a un registro que tiene un período diferente a 10 minutos carece de fundamento técnico, ya que se están eliminando registros que sí cumplen con el criterio de integración de 10 minutos.

Agrega que el valor almacenado en los registros contiguos al registro con período diferente a 10 minutos, es el resultado de la integración de las muestras tomadas por el equipo y si en ese período han existido anomalías en el suministro, el valor almacenado sería anormal. En este caso, existen otros criterios como los establecidos en los numerales 3, 4 y 5 del presente apartado que determinarán la validez del registro, sin que se deban descartar a priori esos registros únicamente por ser contiguos a un registro con período diferente a 10 minutos.

Menciona que las especificaciones técnicas de los fabricantes y certificados de los equipos utilizados por las distribuidoras demuestran que éstos cumplen con una diversidad de normativas técnicas internacionales, y que ninguna de estas normativas impone restricciones como las que se propone establecer, por lo que proponen elimine el número 2 de este apartado.

### **34.3 Respuesta a DELSUR**

En relación con la afirmación de DELSUR referente a que la propuesta de la SIGET carece de fundamento técnico por eliminar registros que sí cumplen con el criterio de integración de 10 minutos; se aclara que la eliminación de los dos registros en donde el intervalo de tiempo es distinto de 10 minutos, tiene como base técnica el hecho de que un intervalo de tiempo entre registros, distinto de 10 minutos, obedece a alguna anomalía en el sistema de medición, en el suministro de energía, configuración o funcionamiento del equipo; de forma que la confiabilidad de los registros está comprometida, ya que no puede verificarse que alguno de ellos haya resultado de una efectiva integración por un período de diez minutos.

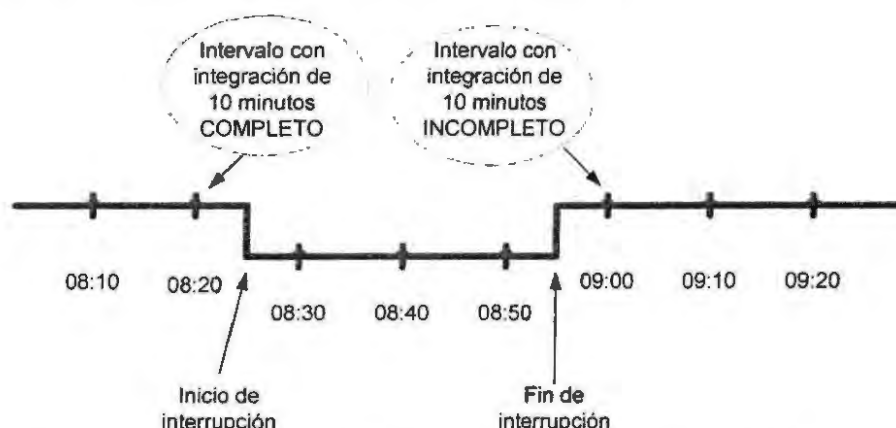
En relación con el argumento referente a que el valor almacenado en los registros contiguos al registro con período diferente a 10 minutos es el resultado de la integración de las muestras tomadas por el equipo, de forma que si en ese período han existido anomalías en el suministro, el valor almacenado sería anormal; se observa que ello no es cierto, pues si por algún motivo el período de integración fuera de 20 minutos, los resultados podrían aparentar compatibilidad con los restantes registros. Lo mismo ocurriría si debido a una interrupción del servicio el tiempo de integración hubiera sido de nueve minutos, en esos casos, es muy probable que los valores aparenten ser compatibles, aún sin cumplir con el período de integración necesario.

En relación con la afirmación de que existen otros criterios como los establecidos en los números 3, 4 y 5 del presente apartado que determinarían la validez del registro, sin que se deban descartar a priori esos registros únicamente por ser contiguos a un registro con período diferente a 10 minutos, se aclara que no es correcto lo expresado por DELSUR, ya que si el período de integración entre registros es diferente de 10 minutos, no necesariamente se obtienen valores de tensión que se encuentren por debajo del setenta por ciento (70%) del voltaje nominal, o ciento veinte por ciento (120%) por arriba del voltaje nominal, o que presente alguna incoherencia en el tipo de dato esperado, tales como texto en campos numéricos o cantidades negativas.

En relación con la afirmación de DELSUR relativa a que las especificaciones técnicas de los fabricantes y certificados de los equipos utilizados por las distribuidoras demuestran que éstos cumplen con una diversidad de normativas técnicas internacionales, y que ninguna de estas normativas impone restricciones como las que se propone establecer; se observa que la distribuidora hace una afirmación sin presentar evidencias que respalden su opinión, ya que no menciona las normas que ha revisado, ni explica el objeto de las mismas.

### 34.4 Observación de AES EL Salvador

Las empresas del grupo AES El Salvador manifiestan que la integración de cada registro de medición ocurre cada 10 minutos según lo manda la metodología; por lo tanto, si una interrupción ocurre y el equipo ha integrado, el registro debe considerarse válido debido a que su período de integración está completo; no así el primer registro después de restablecida la energía, donde no es posible certificar los 10 minutos de integración, por lo que su invalidez aplica. En ese sentido presentan la siguiente gráfica demostrativa:



Así mismo presentan el siguiente ejemplo de registros de medición, donde una interrupción ha ocurrido y se observa un valor de energía que no ha sido integrado completamente después de restablecida la energía:

Fecha	Hora	V medio L1L2	V medio L2L3	V medio L3L1	Total de energía Wh
		V	V	V	
14/06/2009	05:00:00	250.32	247.62	246.72	1697.61
14/06/2009	05:10:00	250.63	247.71	246.54	1414.67
14/06/2009	05:20:00	251.49	248.35	246.95	1471.26
14/06/2009	17:50:00	245.22	240.04	238.84	3174.52
14/06/2009	18:00:00	242.76	236.69	235.9	3678.15
14/06/2009	18:10:00	239.86	232.91	232.41	3508.39
14/06/2009	18:20:00	237.12	229.72	229.09	3593.27

Se observa que la energía es menor que los valores siguientes

### 34.5 Respuesta a AES EL Salvador

Las empresas del grupo AES El Salvador opinan que si entre dos registros existe un intervalo de tiempo diferente al establecido por las normas, el primer registro debe considerarse válido y el segundo inválido.

Respecto los motivos por los que consideran que sólo el primer registro es válido se hacen las siguientes valoraciones:

- a) El incumplimiento en el período de integración también puede ser provocado por fallas transitorias en el funcionamiento de los equipos de medición, no sólo por interrupciones en el suministro de energía, lo cual puede afectar tanto al primer registro como al segundo.
- b) Ante una falla en el suministro de energía, aunque el equipo procese información durante diez minutos, el tiempo efectivo de integración no necesariamente es de diez minutos, ya que el tiempo en el que no existe señal de corriente o voltaje no se considera como parte del período de integración, esto puede afectar el tiempo de ambos registros.
- c) Para el gráfico ilustrativo presentado por el grupo AES El Salvador, no se presentan justificaciones referentes a la consideración de que no exista el registro correspondiente al intervalo entre las 8:20 y las 8:30.
- d) Para el ejemplo presentado, no hay información que permita evaluar el verdadero período de integración en los períodos involucrados; por ejemplo, no puede verificarse las horas de inicio y fin de la presunta interrupción, ni existe forma de verificar el período de integración real de cada registro. Tampoco explica por qué considera que la comparación de la energía registrada demuestra que el período de integración fue exactamente de diez minutos, para un caso y diferente de diez minutos para el otro.

En conclusión, no se considera procedente la propuesta de las empresas distribuidoras del grupo AES.

#### **34.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes mencionado se recomienda mantener la propuesta inicial de la SIGET.

### **35. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES**

#### **35.1 Propuesta Inicial SIGET**

(...)

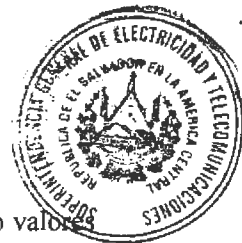
*b) Se considerará que un registro es inválido siempre que se verifique alguna de las siguientes condiciones:*

(...)

*6. Que se presenten valores de parámetros de línea y no de fase tal como lo requiere en la presente metodología.*

(...)

#### **35.2 Observación de DELSUR**



Los equipos de medición se configuran para presentar sólo valores de línea o sólo valores de fase, por lo que si una medición presenta valores de línea, toda la medición sería inválida. El criterio de validación establecido en el numeral 6 corresponde a un criterio de validación de una medición completa y no al de validación de un registro en particular. Por esta razón, se propone que lo establecido en este numeral sea trasladado al literal c) del apartado que corresponde.

### 35.3 Respuesta a DELSUR

La propuesta presentada se considera procedente.

### 35.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la unidad de Asesoría Jurídica

Se recomienda trasladar la validación a la letra c) de la presente sección de la metodología.

## 36. CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES

### 36.1 Propuesta Inicial SIGET

(...)

c) *Se considerarán como mediciones inválidas siempre que en una medición se verifique alguna de las siguientes condiciones:*

1. *Cantidad total de registros menor que 1,008 o la cantidad de registros válidos menor que 864.*

(...)

### 36.2 Observación de DELSUR

Una medición no debe invalidarse por el simple hecho que no tenga 1,008 registros ya que esa es la cantidad total de registros de una medición de 7 días de duración y una pequeña interrupción en el suministro podría invalidar una medición que estuvo instalada durante 7 días, obligando prácticamente a instalar durante un período mayor a 7 días el equipo para cumplir con este criterio. Lo realmente importantes es verificar si el equipo estuvo instalado durante 7 días calendario y que la cantidad de registros válidos no sea menor a 864.

Por lo anterior, se propone la siguiente redacción:

*"1. Si el período de medición es menor de siete días calendario o si la cantidad de registros válidos es menor que ochocientos sesenta y cuatro (864)."*

### 36.3 Respuesta a DELSUR

Las mediciones constituyen el medio para determinar la existencia o no de perturbaciones; en ese sentido, se requiere contar con datos con contengan la mayor representatividad

posible y puesto que la medición deberá estar instalada al menos 7 días, se espera contar como mínimo con esa cantidad de registros.

#### **36.4 Observación de AES El Salvador:**

Las empresas del grupo AES El Salvador manifiestan que la norma debe ser clara y específica en lo referente a la invalidación de las mediciones, por lo que proponen la siguiente redacción:

*"1. Si el período de medición es menor de siete días calendario o si la cantidad de registros válidos es menor que ochocientos sesenta y cuatro (864)."*

Por otra parte, las empresas distribuidoras del grupo AES El Salvador, *"a fin de dejar claro cualquier interpretación"* proponen incorporar un número adicional con la siguiente disposición:

*"7. Que los voltajes medidos estén registrados de línea a línea y no de fase a neutro como lo establece la metodología."*

#### **36.5 Respuesta a AES El Salvador:**

Las empresas no explican el motivo por el que consideran que la redacción propuesta por la SIGET no es clara. Al respecto se considera que la redacción es explícita al indicar que una medición no será válida si la cantidad total de registros es menor que 1,008 o la cantidad de registros válidos es menor que 864, y no se observa posibilidad de interpretar algo distinto.

En cuanto a la solicitud de agregar un número adicional con una nueva disposición, AES El Salvador no presenta la justificación técnica de la propuesta presentada, por lo que no se considera procedente.

#### **36.6 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

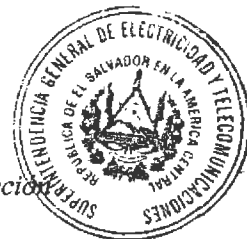
Por lo antes expresado se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### **37. DETERMINACIÓN DE USUARIOS AFECTADOS**

#### **37.1 Propuesta Inicial SIGET**

*En los casos en los cuales mediante una medición se demuestre que existe distorsión armónica o efecto parpadeo en las redes de distribución en niveles que superan los límites establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, la empresa distribuidora deberá identificar a todos los usuarios afectados por dichas perturbaciones, considerando para ello lo siguiente:*

- a) Si la medición se realiza en los terminales secundarios de un transformador de distribución y se transgreden los límites establecidos de flicker, armónicos o ambos, se considerará que los usuarios afectados son todos los usuarios conectados en la red secundaria de dicho transformador, la compensación, cuando aplique, se realizará por*



**SIGET**

*cada tipo de perturbación que supere los límites establecidos, siendo la compensación total la suma de las compensaciones por flicker y armónicos.*

(...)

### **37.2 Observación de DELSUR:**

Como se ha expresado anteriormente, independientemente de que en una misma medición se registren armónicas y flicker, la violación de los límites permitidos debe realizarse únicamente para la campaña para la cual fue designada la medición; es decir flicker o armónicas según sea el caso. En este sentido la compensación sólo debe ser determinada por uno de los indicadores y no por ambos, y proponen la siguiente redacción:

*"a) Si la medición se realiza en los terminales secundarios de un transformador de distribución y se transgreden los límites establecidos de flicker, armónicos o ambos, se considerará que los usuarios afectados son todos los usuarios conectados en la red secundaria de dicho transformador. ~~La compensación, cuando aplique, se realizará por cada tipo de perturbación que supere los límites establecidos, siendo la compensación total la suma de las compensaciones por flicker y armónicos.~~ La compensación a trasladar a los usuarios, cuando aplique, se realizará por el tipo de perturbación que se esté analizando, es decir por flicker o por armónicos según sea el caso."*

### **37.3 Respuesta a DELSUR:**

La propuesta presentada se considera procedente, a excepción de lo concerniente al concepto de traslado de la compensación.

### **37.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Se recomienda modificar el párrafo anterior de la siguiente manera:

*"a) Si la medición se realiza en los terminales secundarios de un transformador de distribución, o en el punto de entrega de un usuario con servicio en baja tensión, y se transgreden los límites establecidos de flicker, armónicos o ambos, se considerará que los usuarios afectados son todos los usuarios conectados en la red secundaria de dicho transformador, con excepción de aquellos usuarios que hayan sido identificados como perturbadores por sobrepasar los límites de perturbaciones establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución. ~~La compensación, cuando aplique, se realizará por cada tipo de perturbación que supere los límites establecidos, siendo la compensación total la suma de las compensaciones por flicker y armónicos~~"*

## **38. DETERMINACIÓN DE USUARIOS AFECTADOS**

### **38.1 Propuesta Inicial SIGET**

(...)

- b) Si la medición se realiza a nivel de media tensión en forma directa o usando transformadores de corriente y potencial y se transgreden los límites de perturbación por flicker, armónicos o ambos, se compensará a todos los usuarios con tarifa en media tensión conectados en ese circuito, con excepción de aquellos usuarios que sean identificados como perturbadores. No obstante lo anterior, si por medio de mediciones adicionales comprueba que las perturbaciones también se encuentran presentes en redes de baja tensión, se deberá compensar a la totalidad de usuarios en baja tensión que



*dependen de la red de media tensión afectada; por otra parte, si mediante mediciones se verifica que el resto de usuarios en media tensión presentan niveles de perturbación dentro de los límites establecidos, solamente se compensará al usuario medido, siempre y cuando éste no sea identificado como usuario perturbador, y a los usuarios de los centros de transformación en donde se hubieren detectado perturbaciones en niveles superiores a los límites establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.*

(...)

### **38.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

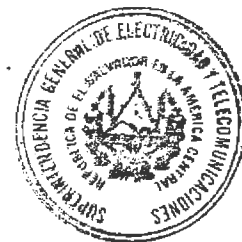
Lo establecido en el literal c) de este apartado no es factible debido a que para compensar a todos los usuarios de MT, excepto a los perturbadores, sería necesario determinar quiénes de todos los usuarios con tarifa de MT conectados a ese mismo circuito son los perturbadores, mediante mediciones en los puntos de entrega de cada uno de ellos. La cantidad de usuarios con tarifa de Media Tensión conectados a un mismo circuito puede ser muy grande por lo que se requeriría de una gran cantidad de mediciones y recursos de la distribuidora, lo cual excede su capacidad y no sería posible realizarlo en los plazos propuestos en los artículos 77.m.3 y 77.n.3. De igual manera, la compensación a los usuarios en Baja Tensión afectados se requeriría de mediciones en todos los transformadores conectados en ese circuito lo cual no es viable por la gran cantidad de transformadores que pueden estar instalados en el circuito lo cual excede los recursos disponibles de la distribuidora y no sería posible realizarlo en los plazos establecidos en los artículos 77.m.3 y 77.n.3.

Es importante tener en cuenta que el espíritu de la normativa de calidad, en lo que respecta a perturbaciones, es detectar a los usuarios que originan las perturbaciones con el objeto de darles la señal económica que los incentive a solucionar el problema detectado. Es decir, la normativa no está enfocada en identificar a todos los usuarios afectados por una perturbación ya que esto requeriría una gran cantidad de recursos y costos, sin embargo, lo dispuesto en literal c) de este apartado obliga a la distribuidora a identificar a todos los usuarios afectados.

No obstante lo anterior, al ser la SIGET quien designa a la distribuidora los puntos a medir en la campaña de perturbaciones, esa Superintendencia podría ir asignando puntos de medición en el circuito afectado de forma tal que permitiera ir identificando a los usuarios afectados, pero siempre como parte de la campaña de medición definida bajo los parámetros especificados en los artículos 43 y 49.

### **38.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

En relación con la afirmación de las empresas distribuidoras de que no les es factible cumplir con el artículo debido a que ello requiere medir la emisión de las perturbaciones de todos los usuarios MT, se aclara que la redacción propuesta establece la obligación de compensar a todos los afectados, y excluir de dichas compensaciones a los usuarios perturbadores identificados por la distribuidora en el período establecido en los artículos 77.m.3 y 77.n.3. En ese sentido, no tiene el propósito de obligar al distribuidor a efectuar mediciones en todos los usuarios MT y transformadores MT/BT conectados a un circuito, y se han modificado los artículos 77.k y 77.l, definiendo qué usuarios se considerarán afectados.



### 38.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica **SIGET**

En virtud de lo antes expuesto y las modificaciones a los artículos 77.k y 77.l respecto a la definición de los usuarios afectados por las perturbaciones en las redes de distribución, se recomienda modificar el inciso analizado de la siguiente manera:

*"b) Si la medición se realiza a nivel de media tensión, en redes de distribución o puntos de entrega a usuarios finales en forma directa o usando transformadores de corriente y potencial y se transgreden los límites de perturbación por flicker, armónicos o ambos, se considerará que los usuarios afectados son todos aquéllos que dependen del circuito o alimentador en media tensión en donde se efectuó la medición, o al que pertenece el punto de entrega medido, con excepción de aquellos usuarios que hayan sido identificados como perturbadores. ~~compensará a todos los usuarios con tarifa en media tensión conectados en ese circuito, con excepción de aquellos usuarios que hayan sido sean identificados como perturbadores. No obstante lo anterior, si por medio de mediciones adicionales comprueba que las perturbaciones también se encuentran presentes en redes de baja tensión, se deberá compensar a la totalidad de usuarios en baja tensión que dependen de la red de media tensión afectada; por otra parte, si mediante mediciones se verifica que el resto de usuarios en media tensión presentan niveles de perturbación dentro de los límites establecidos, solamente se compensará al usuario medido, siempre y cuando éste no sea identificado como usuario perturbador, y a los usuarios de los centros de transformación en donde se hubieren detectado perturbaciones en niveles superiores a los límites establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.~~"*

## 39. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN PARA ARMÓNICAS (ANEXO 2 DE LA METODOLOGÍA)

### 39.1 Propuesta Inicial SIGET

Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medida de armónicas para verificar los niveles de referencia, de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 61000-4-7 o la que la reemplace.

#### 1.1 Variables de medición

- Tensiones y corrientes armónicas (desde  $n=2$  hasta 40) y tasa de distorsión total de la tensión de cada fase (medición trifásica).
- (...)

### 39.2 Observación de AES El Salvador

AES El Salvador solicita que sea hasta 25 no hasta 40.

### 39.3 Respuesta a AES El Salvador

No se considera procedente la propuesta de AES El Salvador debido a que en la metodología las tablas requieren sólo hasta la armónica de orden 25, porque son las componentes que se utilizarán para el cálculo de las eventuales compensaciones. Sin embargo, ello no implica que no existan armónicas de orden superior, o que no exista

necesidad de limitar el orden de magnitud de dichas armónicas; de hecho, las normas IEC recomiendan la medición de las armónicas por lo menos hasta el orden 40. Asimismo se aclara que los archivos en formato nativo que se remitan a la SIGET deberán contener la totalidad de armónicas registradas por el equipo de medición.

#### **39.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes expuesto se recomienda mantener la redacción inicial propuesta por la SIGET.

### **40. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN PARA ARMÓNICAS (ANEXO 2 DE LA METODOLOGÍA)**

#### **40.1 Propuesta Inicial SIGET**

*Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medida de armónicas para verificar los niveles de referencia, de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 61000-4-7 o la que la reemplace.*

(...)

##### **1.2 Precisión**

- Clase A de acuerdo con la norma IEC 61000-4-7.
- Para la medición de energía el error total del aparato más los transformadores o pinzas corresponderá a un valor no mayor del 1%.

(...)

#### **40.2 Observación de ASI**

Los fabricantes de las pinzas las hacen en clase 1% de corriente más el error en del aparato sumaria más del 1%, por lo que consideramos que el error total debería ser clase 1,5% ó 2 %.

#### **40.3 Respuesta a la ASI**

Se considera procedente la observación del participante.

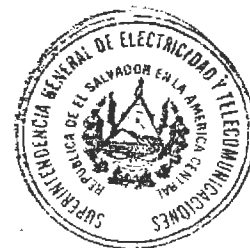
#### **40.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes expuesto se recomienda modificar el punto analizado de la siguiente manera:

*“• Para la medición de energía el error total del aparato más los transformadores o pinzas corresponderá a un valor no mayor del dos por ciento ~~1~~(2%).”*

### **41. IDENTIFICACIÓN DE LOS MEDIOS INFORMÁTICOS (ANEXO 3 DE LA METODOLOGÍA)**

#### **41.1 Propuesta Inicial SIGET**



**SIGET**

Los medios informáticos (discos compactos, etc.) a utilizar en el envío de información referida a las mediciones realizadas de Flicker y Armónicas, se deberán identificar con un rótulo que contenga la siguiente información:

En la parte superior derecha deberá figurar en letras de aproximadamente 1 cm de altura el Código "P", el cual indicará que se trata de una entrega referente a perturbaciones.

Lo anterior de acuerdo a lo siguiente:

NOMBRE DEL DISTRIBUIDOR
REPORTE DE: PERTURBACIONES
MES Y AÑO REPORTADO: MES Y AÑO
FECHA DE ENTREGA: FECHA

El resto de la etiqueta se deberá usar para realizar una descripción completa de la información que contiene, indicando si corresponde a Flicker o Armónicas y el tipo de archivo.

#### 41.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador

Por pertenecer la campaña de perturbaciones a las Normas de Calidad de los Sistemas de Distribución, se propone que se realice un único envío mensual junto con el resto de información requerida en las normas por lo que no sería necesario enviar un CD rotulado específicamente para la campaña de perturbaciones.

#### 41.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

Se considera procedente la propuesta de los participantes.

#### 41.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expuesto se recomienda eliminar el contenido de la presente sección.

### 42. FORMACIÓN DEL NÚMERO SIGET Y DENOMINACIÓN DE LOS ARCHIVOS DE LAS MEDICIONES (ANEXO 4 DE LA METODOLOGÍA)

#### 42.1 Propuesta Inicial SIGET

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca, por medio de nueve caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
1	Una Letra según la empresa Distribuidora:	
	<input type="checkbox"/> CAESS.	A
	<input type="checkbox"/> CLESA.	B
	<input type="checkbox"/> DEUSEM.	C
	<input type="checkbox"/> DELSUR.	D
	<input type="checkbox"/> EEO.	E
	<input type="checkbox"/> EDESAL.	F

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
	<input type="checkbox"/> B&D.	G
	<input type="checkbox"/> ABRUZZO.	H
2	Perturbaciones	P
3	Flicker.	F
	Armónicas.	A
4	1° Medición.	1
	2° Medición (1° Remedición).	2
	3° Medición (2° Remedición), etc.	3
5	Mes de Realización de la Medición Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre. Octubre. Noviembre. Diciembre.	1 → 9 O N D
6, 7, 8 y 9	Cuatro dígitos del año	2010, 2011...
10 y 11	Dos dígitos para identificar la medición, en cada mes.	01 → 99
12	Identificación del tipo de suministro Bifilar Trifilar Trifásico	1 2 3

El nombre del archivo de la medición deberá estar conformado por el número SIGET y su respectiva extensión.

#### 42.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador

DELSUR manifiesta que en la tabla anterior no se especifica cómo se identificarán todas aquellas mediciones que realicen las empresas distribuidoras para identificar al usuario perturbador.

Por su parte AES El Salvador cuestiona cuál es la forma de identificar de manera unívoca que una medición es a un usuario perturbador, indicando que el anexo 4 está detallado para el código de las mediciones de la Distribuidora para la determinación del nivel de perturbaciones, no para el envío de mediciones de usuarios perturbadores.

#### 42.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

Se considera procedente la observación de los participantes.

#### 42.4 Recomendación de la gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expresado se recomienda modificar la tabla anterior de la siguiente manera:

““““““““

(...)

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca, por medio de nueve caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
----------	-------------	--------



**SIGET**

POSICION	DESCRIPCIÓN	CODIGO
1	Una Letra según la empresa Distribuidora: <input type="checkbox"/> CAESS. <input type="checkbox"/> CLESA. <input type="checkbox"/> DEUSEM. <input type="checkbox"/> DELSUR. <input type="checkbox"/> EEO. <input type="checkbox"/> EDESAL. <input type="checkbox"/> B&D. <input type="checkbox"/> ABRUZZO.	A B C D E F G H
2	Flicker. Armónicas.	F A
3	1° Medición. 2° Medición (1° Remedición). 3° Medición (2° Remedición), etc.	1 2 3
4	Mes de Realización de la Medición Un dígito numérico para los meses de Enero a Septiembre. Octubre. Noviembre. Diciembre.	1 → 9 O N D
5, 6, 7 y 8	Cuatro dígitos del año	2010, 2011...
9 y 10	Dos dígitos para identificar la medición, en cada mes.	01 → 99
11	Identificación del tipo de suministro Bifilar Trifilar Trifásico	1 2 3
12	Medición para la búsqueda del usuario perturbador Otro tipo de medición	P O
13	Un dígito para identificar la medición Medición para la búsqueda del usuario perturbador Otro tipo de medición	1 → 9 0

El nombre del archivo de la medición deberá estar conformado por el número SIGET y su respectiva extensión.

(...)  
\*\*\*\*\*

#### 43. MODELO DE DATOS PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN (ANEXO 6 DE LA METODOLOGÍA)

##### 43.1 Propuesta Inicial SIGET

**TABLA: PLANILLA \_INSTALACION** (Datos planilla Instalación y Retiro)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°4).	Texto (12)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realiza la medición	Texto (30)
IDCentro	Nombre del centro de transformación o punto en donde se realiza la medición asociado al usuario o punto medido.	Texto (25)
Tarifa	Tipo de tarifa asignada al usuario	Texto (8)
SCC3F	Capacidad de corto circuito trifásica del sistema en el punto de medición (kW)	Decimal

SCC1F	Capacidad de corto circuito monofásica del sistema en el punto de medición (kW)	Decimal
Direccion	Dirección en donde se instaló el equipo de medición.	Texto (25)
TipoInstalacion	Tipo de instalación (M: Monofásica, B: Bifásica, T: Trifásica)	Texto (1)
TipoUsuario	Urbano (U), Rural (R), Aislado (A)	Texto (1)
TensionServicio	Tensión nominal de servicio [en Voltios].	Entero
IDEquipo	Código que identifica del equipo registrador de calidad.	Texto (15)
IDMedidorUsuario	Código que identifica al medidor de energía del usuario	Texto (20)
FechaInstalación	Fecha y Hora de la colocación del equipo de registro.	Fecha y Hora
FechaRetiro	Fecha y Hora del retiro del equipo de registro.	Fecha y Hora
EnergiaIn	Lectura inicial del medidor de energía del usuario	Decimal
EnergiaFin	Lectura final del medidor de energía del usuario	Decimal
Observación	Observaciones en la colocación y/o retiro del equipo.	Texto (250)
RTP	Relación de transformación de los transformadores de potencial	Entero
RTC	Relación de transformación de los transformadores de corriente	Entero

*Nota: El campo tarifa corresponde con las indicadas en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.*

(...)

#### 43.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador:

IDMedicion: Se debe establecer la metodología para asignar el código de las mediciones que se realicen para identificar a los usuarios perturbadores.

Tarifa: Se debe definir cuál tarifa se reportará en este campo cuando la medición sea realizada en transformadores con usuarios de más de una tarifa.

EnergiaIn: En los casos de mediciones en transformadores no se dispone de medidor del usuario.

EnergiaFin: En los casos de mediciones en transformadores no se dispone de medidor del usuario.

#### 43.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

IDMedición: Respecto de la observación de este campo, el punto ya fue considerado en las observaciones realizadas referentes a la conformación del “número SIGET” (Anexo 4 de la Metodología).

Tarifa: Respecto de la observación de este campo, se aclara que cuando la medición se realice en un usuario, el campo tarifa corresponderá a la tarifa en la cual se encuentre clasificado dicho usuario. Sin embargo, cuando la medición se realice en un transformador de distribución, un corte MT, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final, el campo tarifa corresponderá con la tarifa GLOBAL reportada en la tabla CARGO\_ENERGIA.

EnergiaIn: Respecto de la observación de este campo, en los casos que la medición sea realizada en un punto que no corresponda a un usuario final y que por ende no se disponga de lecturas del medidor de energía, se debe utilizar el valor de cero.



EnergíaFin: Respecto de la observación de este campo, en los casos que la medición sea realizada en un punto que no corresponda a un usuario final y que por ende no se disponga de lecturas del medidor de energía, se debe utilizar el total de energía registrada en el equipo de medición utilizado para la campaña.

**SIGET**

#### 43.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expuesto se recomienda modificar la redacción de los campos Tarifa, EnergíaIn y EnergíaFin de la siguiente manera:

*Tarifa: Tipo de tarifa asignada al usuario, o la tarifa GLOBAL reportada en la tabla CARGO\_ENERGLA cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.*

*EnergíaIn: Lectura inicial del medidor de energía del usuario, o el valor de cero (0) cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.*

*EnergíaFin: Lectura final del medidor de energía del usuario, o el valor total de la energía registrada en el equipo de medición cuando la medición se realice en las salidas de un transformador de distribución, un corte en media tensión, una barra de una subestación u otro punto diferente a un usuario final.*

### 44. MODELO DE DATOS PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN (ANEXO 6 DE LA METODOLOGÍA)

#### 44.1 Propuesta Inicial SIGET

(...)

**TABLA: DATOS PROCESAMIENTO** (Datos de procesamiento de todas las mediciones)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°4).	Texto (12)
IDPuntoMed	Identificación única del usuario, centro de transformación o punto en donde se realiza la medición	Texto (30)
Estado	Status del resultado del procesamiento del archivo de la medición de acuerdo a la codificación establecida en la tabla siguiente.	Texto (3)
RegistrosTotales	Cantidad de registros totales de la medición.	Entero
RegistrosValidos	Cantidad total de registros válidos.	Entero
RegistrosInvalidos	Total de registros inválidos.	Entero
EnergíaFT	Energía total fuera de las tolerancias establecidas.	Decimal
MedValida	Sí (1), No (0)	Entero
Penalizacion	Penalización por Flicker (F), por armónicos (A), por Flicker y Armónicos (FA), sin penalización (SP)	Texto (2)
ComPenF	Monto de compensación por Flicker (US / \$)	Decimal
ComPenA	Monto de compensación por Armónicos (US / \$)	Decimal
ComPenTotal	Monto de compensación total (Flicker + Armónicos) (US / \$)	Decimal

ESTADO	DESCRIPCIÓN
000	Archivos en los cuales NO se han detectado problemas en su procesamiento.



ESTADO	DESCRIPCIÓN
001	Archivos en los cuales la cantidad de periodos válidos de 10 minutos es menor a 1008 (7 días).
002	Archivos en los cuales la cantidad de periodos válidos de 10 minutos es menor o igual a 864 (6 días).
003	Archivos que no pudieron ser extraídos del equipo de medición.
004	Archivos en los que se verifican errores de datos por mal funcionamiento del equipo de medición o inconvenientes informáticos, que impiden su procesamiento.

(...)

#### 44.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador

Los campos ComPenF, ComPenA y ComPenTotal únicamente podrán ser llenados para las mediciones mediante las cuales se identifiquen a los usuarios perturbadores, para el resto de mediciones estos campos deberían ser reportados como nulos. La compensaciones detalladas en estas tablas, serán informadas hasta que se haya identificado al o a los usuarios perturbadores, debido a que el monto de compensación a trasladar a los usuarios afectados depende de los usuarios perturbadores.

La compensación será pagadera en el siguiente ciclo de facturación posterior al cobro del pago del usuario perturbador.

Respecto a la tabla de estados los participantes manifiestan que para el estado 001 la descripción debería ser:

“Archivos en los cuales la cantidad de periodos válidos de 10 minutos es menor a 1008 (7 días).”

#### 44.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

Respecto a la observación referente al contenido de los campos ComPenF, ComPenA y ComPenTotal, se considera procedente.

Respecto a la observación referente a condicionar la compensación por perturbaciones al pago del usuario perturbador, se considera que ello no es procedente por las mismas justificaciones indicadas en el análisis de los artículos 77.k y 77.l.

Respecto de la observación realizada a la tabla de estados, los participantes se limitan a realizar la observación sin ningún tipo de sustento o argumentación. Sin embargo, lo referente a los registros válidos de la medición, ya fue abordado y razonado en el número 36 del presente informe en lo concerniente a los CRITERIOS PARA EL PROCESAMIENTO DE LAS MEDICIONES, de forma que lo solicitado no se considera procedente.

#### 44.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes indicado se recomienda no modificar las tablas de la propuesta inicial de la SIGET, e incorporar una nota al final de la tabla DATOS\_PROCESAMIENTO que exprese lo siguiente:

*"El contenido de los campos ComPenF, ComPenA y ComPenTotal, deberán ser reportados como nulos cuando no se haya identificado al usuario perturbador, una vez identificado, se deberán reportar los valores correspondientes."*

#### **45. CONTENIDO DE LOS ARCHIVOS DE MEDICIÓN DE PERTURBACIONES POR FLICKER Y ARMÓNICOS (ANEXO 7 DE LA METODOLOGÍA)**

##### **45.1 Propuesta Inicial SIGET**

*A continuación se establecen los campos que deberán contener los archivos de mediciones de Armónicos y Flicker. Las mediciones de Armónicos y Flicker se deberán realizar en puntos o usuarios diferentes.*

*Para la presentación y procesamiento de los archivos de perturbaciones por armónicos y Flicker, se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:*

- ✓ *El THD en tensión o corriente se calculará respecto de la fundamental.*
- ✓ *Los voltajes, corrientes, potencias y energías se medirán por fase.*
- ✓ *Se deberá informar la totalidad de los campos.*
- ✓ *Los voltajes y corrientes requeridos deberán ser referidos a nivel secundario en caso se realice la medición en forma indirecta (utilizando transformadores de corriente y potencial).*

*(...)*

##### **45.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador**

DELSUR y AES El Salvador manifiesta que la redacción debería ser la siguiente:

*"Los voltajes y corrientes requeridos deberán ser referidos a nivel ~~secundario~~ primario en caso se realice la medición en forma indirecta (utilizando transformadores de corriente y potencial)."*

##### **45.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador**

En el ítem observado se trató de exponer que en los casos en que se utilicen transformadores de corriente y potencial, también se requiere de mediciones en la red secundaria del usuario final; esto se debe a que para el caso del flicker, si no se mide en la red secundaria del usuario final, lo que se mide no es el flicker generado por dicho usuario, sino el que se encuentra presente en la red de distribución. Sin embargo, la observación de los participantes es aplicable cuando se mide el contenido de armónicas en la corriente de carga.

##### **45.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica**

Por lo antes expuesto se recomienda modificar el ítem analizado según la propuesta recibida e incorporar un nuevo ítem según se indica a continuación:

- ✓ Los voltajes y corrientes requeridos deberán ser referidos a nivel ~~secundario~~ primario en caso se realice la medición en forma indirecta (utilizando transformadores de corriente y potencial).
- ✓ En los casos en que se utilicen transformadores de corriente y potencial, y se evalúe el flicker generado por el usuario, también se requiere de mediciones de flicker en la red secundaria del usuario final.

## 46. CONTENIDO DE LOS ARCHIVOS DE MEDICIÓN DE PERTURBACIONES POR FLICKER Y ARMÓNICOS (ANEXO 7 DE LA METODOLOGÍA)

### 46.1 Propuesta Inicial SIGET

#### 1.1 Distorsión armónica de la tensión

Campos requeridos en el archivo de medición de la distorsión armónica en tensión.

##### 1.1.1 Medición bifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°4).	Texto (15)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia medida en L1, en W	Decimal
W T	Potencia total medida en W	Decimal
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h2 L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V h3 L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V h4 L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V h5 L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V h6 L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V h7 L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V h8 L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V h9 L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V h10 L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V h11 L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V h12 L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V h13 L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V h14 L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V h15 L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V h16 L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V h17 L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V h18 L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V h19 L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V h20 L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V h21 L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V h22 L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V h23 L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V h24 L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V h25 L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal



CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
THDV L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal

**SIGET**

### 1.1.2 Medición trifilar

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°4).	Texto (15)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia medida en L1, en W	Decimal
W L2	Potencia medida en L2, en W	Decimal
W T	Potencia total medida en W	Decimal
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h1 L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V h2 L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V h2 L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V h3 L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V h3 L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V h4 L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V h4 L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V h5 L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V h5 L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V h6 L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V h6 L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V h7 L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V h7 L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V h8 L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V h8 L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V h9 L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V h9 L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal
V h10 L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V h10 L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V h11 L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V h11 L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V h12 L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V h12 L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V h13 L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V h13 L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V h14 L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V h14 L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V h15 L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V h15 L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V h16 L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V h16 L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V h17 L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V h17 L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V h18 L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V h18 L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V h19 L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V h19 L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V h20 L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V h20 L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V h21 L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V h21 L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V h22 L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V h22 L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V h23 L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V h23 L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal
V h24 L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V h24 L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V h25 L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V h25 L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
THDV L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal

### 1.1.3 Medición trifásica

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
IDMedicion	Número de identificación unívoco SIGET (Ver Anexo N°4).	Texto (15)
IDUsuario	Identificación única del usuario	Texto (30)
Fecha	Fecha del registro	Fecha
Hora	Hora del registro	Hora
Wh L1	Energía medida en L1, en Wh	Decimal
Wh L2	Energía medida en L2, en Wh	Decimal
Wh L3	Energía medida en L3, en Wh	Decimal
Wh T	Energía total medida en Wh	Decimal
W L1	Potencia medida en L1, en W	Decimal
W L2	Potencia medida en L2, en W	Decimal
W L3	Potencia medida en L3, en W	Decimal
W T	Potencia total medida en W	Decimal
V h1 L1	Voltaje fundamental de fase en L1, en voltios	Decimal
V h1 L2	Voltaje fundamental de fase en L2, en voltios	Decimal
V h1 L3	Voltaje fundamental de fase en L3, en voltios	Decimal
V h2 L1	Voltaje del armónico 2 en L1, en voltios	Decimal
V h2 L2	Voltaje del armónico 2 en L2, en voltios	Decimal
V h2 L3	Voltaje del armónico 2 en L3, en voltios	Decimal
V h3 L1	Voltaje del armónico 3 en L1, en voltios	Decimal
V h3 L2	Voltaje del armónico 3 en L2, en voltios	Decimal
V h3 L3	Voltaje del armónico 3 en L3, en voltios	Decimal
V h4 L1	Voltaje del armónico 4 en L1, en voltios	Decimal
V h4 L2	Voltaje del armónico 4 en L2, en voltios	Decimal
V h4 L3	Voltaje del armónico 4 en L3, en voltios	Decimal
V h5 L1	Voltaje del armónico 5 en L1, en voltios	Decimal
V h5 L2	Voltaje del armónico 5 en L2, en voltios	Decimal
V h5 L3	Voltaje del armónico 5 en L3, en voltios	Decimal
V h6 L1	Voltaje del armónico 6 en L1, en voltios	Decimal
V h6 L2	Voltaje del armónico 6 en L2, en voltios	Decimal
V h6 L3	Voltaje del armónico 6 en L3, en voltios	Decimal
V h7 L1	Voltaje del armónico 7 en L1, en voltios	Decimal
V h7 L2	Voltaje del armónico 7 en L2, en voltios	Decimal
V h7 L3	Voltaje del armónico 7 en L3, en voltios	Decimal
V h8 L1	Voltaje del armónico 8 en L1, en voltios	Decimal
V h8 L2	Voltaje del armónico 8 en L2, en voltios	Decimal
V h8 L3	Voltaje del armónico 8 en L3, en voltios	Decimal
V h9 L1	Voltaje del armónico 9 en L1, en voltios	Decimal
V h9 L2	Voltaje del armónico 9 en L2, en voltios	Decimal



**SIGET**

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
V h9 L3	Voltaje del armónico 9 en L3, en voltios	Decimal
V h10 L1	Voltaje del armónico 10 en L1, en voltios	Decimal
V h10 L2	Voltaje del armónico 10 en L2, en voltios	Decimal
V h10 L3	Voltaje del armónico 10 en L3, en voltios	Decimal
V h11 L1	Voltaje del armónico 11 en L1, en voltios	Decimal
V h11 L2	Voltaje del armónico 11 en L2, en voltios	Decimal
V h11 L3	Voltaje del armónico 11 en L3, en voltios	Decimal
V h12 L1	Voltaje del armónico 12 en L1, en voltios	Decimal
V h12 L2	Voltaje del armónico 12 en L2, en voltios	Decimal
V h12 L3	Voltaje del armónico 12 en L3, en voltios	Decimal
V h13 L1	Voltaje del armónico 13 en L1, en voltios	Decimal
V h13 L2	Voltaje del armónico 13 en L2, en voltios	Decimal
V h13 L3	Voltaje del armónico 13 en L3, en voltios	Decimal
V h14 L1	Voltaje del armónico 14 en L1, en voltios	Decimal
V h14 L2	Voltaje del armónico 14 en L2, en voltios	Decimal
V h14 L3	Voltaje del armónico 14 en L3, en voltios	Decimal
V h15 L1	Voltaje del armónico 15 en L1, en voltios	Decimal
V h15 L2	Voltaje del armónico 15 en L2, en voltios	Decimal
V h15 L3	Voltaje del armónico 15 en L3, en voltios	Decimal
V h16 L1	Voltaje del armónico 16 en L1, en voltios	Decimal
V h16 L2	Voltaje del armónico 16 en L2, en voltios	Decimal
V h16 L3	Voltaje del armónico 16 en L3, en voltios	Decimal
V h17 L1	Voltaje del armónico 17 en L1, en voltios	Decimal
V h17 L2	Voltaje del armónico 17 en L2, en voltios	Decimal
V h17 L3	Voltaje del armónico 17 en L3, en voltios	Decimal
V h18 L1	Voltaje del armónico 18 en L1, en voltios	Decimal
V h18 L2	Voltaje del armónico 18 en L2, en voltios	Decimal
V h18 L3	Voltaje del armónico 18 en L3, en voltios	Decimal
V h19 L1	Voltaje del armónico 19 en L1, en voltios	Decimal
V h19 L2	Voltaje del armónico 19 en L2, en voltios	Decimal
V h19 L3	Voltaje del armónico 19 en L3, en voltios	Decimal
V h20 L1	Voltaje del armónico 20 en L1, en voltios	Decimal
V h20 L2	Voltaje del armónico 20 en L2, en voltios	Decimal
V h20 L3	Voltaje del armónico 20 en L3, en voltios	Decimal
V h21 L1	Voltaje del armónico 21 en L1, en voltios	Decimal
V h21 L2	Voltaje del armónico 21 en L2, en voltios	Decimal
V h21 L3	Voltaje del armónico 21 en L3, en voltios	Decimal
V h22 L1	Voltaje del armónico 22 en L1, en voltios	Decimal
V h22 L2	Voltaje del armónico 22 en L2, en voltios	Decimal
V h22 L3	Voltaje del armónico 22 en L3, en voltios	Decimal
V h23 L1	Voltaje del armónico 23 en L1, en voltios	Decimal
V h23 L2	Voltaje del armónico 23 en L2, en voltios	Decimal
V h23 L3	Voltaje del armónico 23 en L3, en voltios	Decimal
V h24 L1	Voltaje del armónico 24 en L1, en voltios	Decimal
V h24 L2	Voltaje del armónico 24 en L2, en voltios	Decimal
V h24 L3	Voltaje del armónico 24 en L3, en voltios	Decimal
V h25 L1	Voltaje del armónico 25 en L1, en voltios	Decimal
V h25 L2	Voltaje del armónico 25 en L2, en voltios	Decimal
V h25 L3	Voltaje del armónico 25 en L3, en voltios	Decimal
THDV L1	Distorsión armónica total de tensión en L1	Decimal
THDV L2	Distorsión armónica total de tensión en L2	Decimal
THDV L3	Distorsión armónica total de tensión en L3	Decimal
PST L1	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L1	Decimal
PST L2	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L2	Decimal
PST L3	Índice de severidad de efecto parpadeo de corta duración en L3	Decimal

#### 46.2 Observación de DELSUR y AES El Salvador

Nº. 008 LIBRO 65 PAG. 158 97

DELSUR manifiesta que en las tablas anteriores se solicita el campo IDUsuario, sin embargo cuando las mediciones se realizan en los transformadores debería especificarse la placa del corte o transformador. Además señala que en las tablas de distorsión armónica no se solicita los armónicos en el neutro pero sí se solicitan en las tablas de flicker.

Por su parte, AES El Salvador manifiesta que se debe modificar el segundo campo para que indique en lugar del IDUsuario el IDPuntoMed que puede ser la identificación única del usuario, el centro de transformación o punto en donde se realiza la medición. Además señala que se debe especificar el tipo de potencia que se desea que se mida (máxima, promedio o mínima).

#### 46.3 Respuesta a DELSUR y AES El Salvador

Se consideran procedentes las observaciones realizadas por los participantes.

#### 46.4 Recomendación de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica

Por lo antes expuesto se recomienda efectuar las siguientes modificaciones:

- i) Reemplazar el nombre propuesto del campo "IDUsuario" por "IDPuntoMED", aclarando que contendrá la identificación única del usuario, el centro de transformación o punto en donde se realice la medición.
- ii) Incorporar en las tablas de armónicas la medición de armónicos en el neutro.
- iii) Aclarar que la potencia requerida en las tablas es la potencia media.

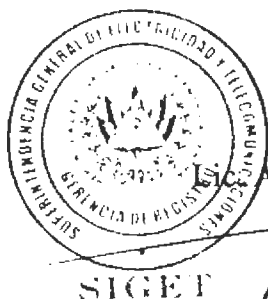


# **SIGET**

**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE  
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES**

Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET: San Salvador, a las doce horas y quince minutos del día quince de julio del año dos mil once.

Visto el Acuerdo número 320-E-2011, pronunciado el señor Superintendente de Electricidad y Telecomunicaciones, a las nueve horas del día veinticuatro del mes de junio del año dos mil once, con boleta de presentación número 2479, mediante el cual Acuerda: Aprobar las modificaciones a las “Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución” y a la “Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones” de conformidad con el texto contenido en el Anexo 1, en base al Informe emitido por el Departamento de Normas Técnicas de la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica, ambos de esta Superintendencia, contenido en el Anexo 2, anexos que forman parte integrante del presente acuerdo. Por tanto este Registro resuelve: a) INSCRÍBASE el Acuerdo No. 320-E-2011 antes relacionado, en la Sección de Actos y Contratos del Sector Electricidad.



*Alicia Rebeca Amaya de Pimentel*  
Alicia Rebeca Amaya de Pimentel

Registradora

No. 1033 LIBRO 65 PAG. 160



# SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE  
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES  
El Salvador, Centroamerica

SECTOR ELECTRICIDAD  
SECCION ACTOS Y CONTRATOS

## FICHA DE INSCRIPCION

CODIGO DE INSCRIPCION  
2479-E21-1098-/2011

NIT 06141209961045

Naturaleza Normas e interpretaciones técnicas electricidad

No. Acuerdo 320-E-2011

Nombre SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

Dirección 6° -10° Calle Pte y 37° Av. Sur No. 2001, Col. Flor Blanca, San Salvador

Telefonos 257-4438 25SIGET

Fax 257-4499

Email siget@siget.gob.sv

DUI/PASS

Edad/Profesion 0

Nacionalidad

### Representante

Nombre Luis Eduardo Méndez Menéndez

DUI/PASS

Profesion Abogado

Lugar San Salvador

Fecha 24 de Junio de 2011

Vigencia

### Extracto

INSCRÍBASE el Acuerdo 320-E-2011, Aprobar las modificaciones de las "Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución" y a la "Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones" de conformidad con el texto contenido en el Anexo 1 de este Acuerdo

Expediente 28

Fecha Presentación 12 de Julio de 2011

Fecha de Registro 21 de Julio de 2011

Estado Autorizado

San Salvador, 21 de Julio de 2011



Licda. Alicia Rebeca Amaya de Pimentel

Código: 17981971

Registradora

NO. 093 LIBRO 65 PAG. 161