

# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

## FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

### ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



## “INDICADORES DE GESTIÓN EN LA SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO EN ZONAS RURALES”

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
ELECTRICISTA

**AUTORES:**

- ✓ CASTAÑEDA RAMIREZ, VICTOR BRANCO *Branco*
- ✓ PORRAS FIGUEROA, MIGUEL ÁNGEL
- ✓ VERA DE LA CRUZ, REYNALDO ELMER

Callao, Febrero 2015  
PERÚ



**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
ELECTRICISTA**

**“INDICADORES DE GESTIÓN EN LA SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE  
SERVICIO ELÉCTRICO EN ZONAS RURALES”**

**PRESENTADO POR LOS BACHILLEROS**

- ✓ CASTAÑEDA RAMIREZ, VICTOR BRANCO
- ✓ PORRAS FIGUEROA, MIGUEL ÁNGEL
- ✓ VERA DE LA CRUZ, REYNALDO ELMER

**ASESOR:**

**MG. ING. SANTIAGO LINDER RUBIÑOS JIMÉNEZ**

**CALIFICACIÓN:**

**(15) QUINCE**



---

**Dr. Ing. JUAN HERBER GRADOS  
GAMARRA**  
Presidente de Jurado

---

**Ing. ERNESTO RAMOS TORRES**  
Secretario de Jurado

---

**Ing. ROBERTO ENRIQUE SOLÍS FARFÁN**  
Vocal de Jurado

**CALLAO – PERÚ**  
**2015**

Con todo nuestro cariño y amor para las personas que hicieron todo en la vida, para que nosotros pudiéramos lograr nuestros sueños, a ustedes por siempre nuestro corazón y nuestro agradecimiento.

**Papá y Mamá**

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

	Pág.
PROLOGO.....	07
RESUMEN.....	09
ABSTRACT.....	10
<b>I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>11</b>
1.1 Determinación del problema.....	11
1.2 Formulación del problema.....	12
1.3 Objetivos de la Investigación.....	15
1.4 Justificación de la Investigación.....	16
<b>II. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>17</b>
2.1 Antecedentes del estudio.....	17
2.2 Cuadro de Mando Integral (BSC).....	43
2.3 Definiciones de Términos Básicos.....	49
<b>III. VARIABLES E HIPÓTESIS.....</b>	<b>54</b>
3.1 Variables de la Investigación.....	54
3.2 Operacionalización de Variables.....	54
3.3 Hipótesis general.....	56
<b>IV. METODOLOGÍA.....</b>	<b>56</b>
4.1 Tipo de Investigación.....	56
4.2 Diseño de la Investigación.....	57
4.3 Población y Muestra.....	57
4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	59
4.5 Procesamiento estadísticos y análisis de datos.....	59
<b>V. RESULTADOS.....</b>	<b>60</b>
<b>VI. CONCLUSIONES.....</b>	<b>63</b>
<b>VII. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>64</b>
<b>VIII. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....</b>	<b>67</b>
<b>IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>68</b>
<b>ANEXOS</b>	
1. Matriz de Consistencia.....	70
2. Resolución Directoral N° 154-2012-EM-DGE.....	75
3. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER)....	78

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla N° 01:</b> Información de los códigos para el cálculo de indicadores NIC y DIC- consolidada.....	31
<b>Tabla N° 02:</b> Factor de Ponderación de la Duración de las Interrupciones...	33
<b>Tabla N° 03:</b> Tolerancia de los Indicadores de Calidad de Suministro.....	34
<b>Tabla N° 04:</b> Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial – Trato al Cliente.....	37
<b>Tabla N° 05:</b> Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial Reconexión.....	38
<b>Tabla N° 06:</b> Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial Opciones Tarifarias.....	38
<b>Tabla N° 07:</b> Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial Sistemas de atención Telefónica.....	39
<b>Tabla N° 08:</b> Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial Centro de Atención.....	39
<b>Tabla N° 09:</b> Indicadores de calidad de tensión.....	54
<b>Tabla N° 10:</b> Indicadores de cumplimiento de la NTCSER.....	55
<b>Tabla N° 11:</b> Indicadores de procedimiento de supervisión de la NTCSER...	56
<b>Tabla N° 12:</b> Principales Indicadores de cumplimiento del Procedimiento de Supervisión.....	62

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

	<b>Pág.</b>
<b>Gráfica N° 1:</b> Porcentaje de clientes por zonas urbanas y rurales.....	11
<b>Gráfica N° 2:</b> Resultado de indicadores.....	60
<b>Gráfica N° 3:</b> Evolución de las compensaciones – calidad de producto.....	61
<b>Gráfica N° 4:</b> Evolución de las compensaciones – calidad de suministro.....	61

## PROLOGO

El año 1992, el gobierno promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas, esta ley dividió el mercado eléctrico en las actividades de Generación, Transmisión y Distribución-Comercialización. Con este nuevo enfoque se buscó la participación del sector privado en los servicios públicos.

Al transcurrir la evolución del mercado eléctrico en el Perú se vio por necesario establecer estándares mínimos de calidad del servicio eléctrico y es así que el año 1997 el estado promulgó la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (NTCSE), en esta norma se estableció los indicadores de calidad así como sus tolerancias las cuales al ser transgredidas serían causales de compensaciones o sanciones.

Durante la aplicación de la NTCSE se dieron diversas circunstancias que hicieron que la norma tuviera ajustes siendo las más relevantes para esta investigación los dados el año 1999 donde se suspendió la aplicación de la NTCSE para los Sectores de Distribución Típicos (SDT) 3 y 4, Sistemas Aislados Menores y otros y diversas modificaciones posteriores que seguían excluyendo diversos sectores. A partir de esta modificación del año 1999 en general el sector rural pasó a ser desatendido respecto a los estándares mínimos de la calidad del servicio eléctrico que brindan las empresas concesionarias.

En el año 2002 el gobierno promulgó la Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera, dando inicio a un impulso en la ampliación de la frontera eléctrica rural, y por ende a una mayor cantidad de usuarios rurales cada año, a partir de este momento se fue ampliando progresivamente la frontera eléctrica, y más aún cuando en el año 2006 se promulgó la Ley de Electrificación Rural, donde el Gobierno estableció el Plan Nacional de Electrificación Rural para ampliar más aún el sector rural y hacer viables estos proyectos.

En este sentido el MINEM vio necesario establecer estándares mínimos de calidad al cliente rural, (Ya que por la aplicación de la NTCSE desde el año 1999 fueron

desatendidas en este aspecto), es así que el año 2008 entró en vigencia la Norma Técnica de Calidad de los Servicio Eléctricos Rurales (NTCSER), esta normativa comprende a los sistemas eléctricos calificados como SDT 4, 5, Especial y SER. Este último sector (SDT SER) tiene la característica que no son sistema eléctricos ubicados fuera la zona de concesión de las empresa concesionarias.

Promulgado la NTCSER el OSINERGMIN en el mes de marzo de 2009 publicó la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSER, donde estableció la estructuración de la Base de Datos, transferencia de información, la ejecución de las campañas, reporte de resultados y la aprobación de las especificaciones técnicas de los equipos.

La NTCSER comprendió dos etapas de aplicación, la primera etapa fue de adecuación de la empresas a las exigencias de la NTCSER y tuvo una duración de dos (02) años culminando esta etapa el 31 de junio de 2010, a partir de la segunda etapa (01 de julio 2010) entró en aplicación el control de calidad del servicio eléctrico y por ende el OSINERGMIN inicio con la fiscalización del cumplimiento de esta normativa.

## **RESUMEN**

Debido al incremento en el crecimiento social, el país se ve en la necesidad de incrementar la demanda energética en sectores rurales, llegando así a establecer nuevos sectores de distribución típicos.

Los sectores de distribución típicos de las zonas rurales se rigen en base a la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), la cual hasta el momento no cuenta con un procedimiento de supervisión exclusivamente para las zonas rurales.

En este contexto, en este trabajo se discute sobre las características del esquema de supervisión, ya que se está ejecutando bajo criterios similares a la supervisión de la NTCSE (urbano), donde se ha identificado que por las condiciones geográficas, infraestructura vial, resistencia de algunas empresas eléctricas a la aplicación de la normativa vigente, vacíos legales, crecimiento de la frontera eléctrica rural, cálculo de varios indicadores de control de la calidad distintos al de la NTCSE (urbana) entre otros factores, no es posible tener los mismos criterios de supervisión que la NTCSE (urbana).

## **ABSTRACT**

Due to increased social growth, the country is in need of increasing energy demand in rural areas, reaching typical establish new distribution sectors.

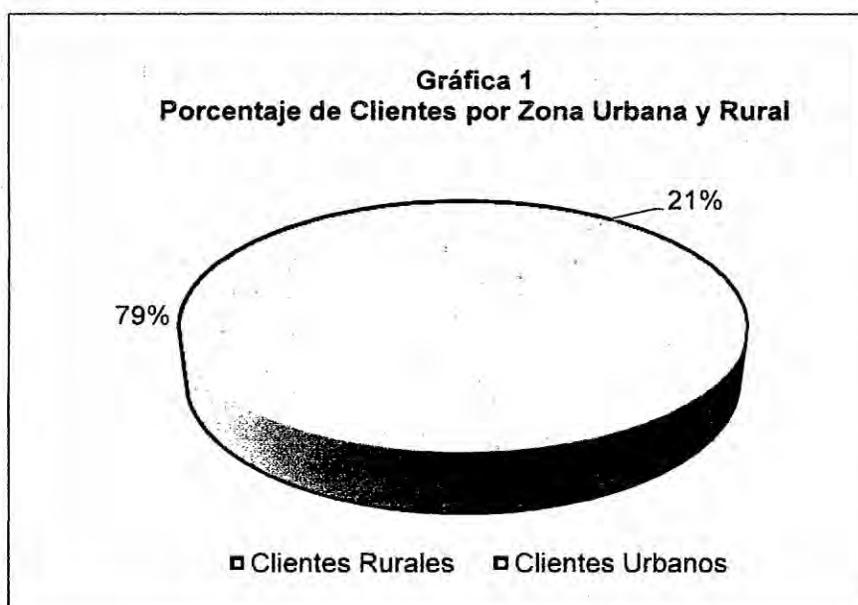
The typical distribution sectors in rural areas are governed based on the Technical Quality Standard for Rural Electricity Services (NTCSER), which so far does not have a monitoring procedure exclusively for rural areas.

In this context, this paper discusses the characteristics of the monitoring scheme, because it is running under similar criteria to the supervision of the NTCSE (urban), where it has been identified that geographical conditions, road infrastructure, resistance some utilities to the implementation of current regulations, loopholes, rural electric growth boundary, calculation of several indicators of quality control NTCSE other than the (urban) and other factors, you cannot have the same criteria NTCSE monitoring the (urban).

## I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

### 1.1.DETERMINACION DEL PROBLEMA

Actualmente la cantidad de clientes rurales en el Perú representa el 21% del total de clientes del servicio eléctrico (Ver grafica N° 1). Estos clientes hasta el mes de julio del 2010, no contaban con estándares mínimos de calidad del servicio eléctrico. Por lo que, las empresas concesionarias no tuvieron incentivos de mejorar la calidad del servicio en estos sectores, es por esto, que el ente fiscalizador no tenía medios legales para que las empresas concesionarias mejoren la calidad del servicio hacia sus clientes rurales.



En este contexto, el MINEM en el mes de julio del 2008 estableció estándares mínimos de calidad del servicio eléctrico en las zonas rurales mediante Resolución Directoral N°016-2008-EM/DGE "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales" (NTCSER), esta normativa comprendió dos etapas de aplicación donde la primera etapa comprendió la adecuación de las empresas concesionarias a la exigencias de esta normativa y tuvo una duración de dos (02) años, finalizando el 30 de junio del 2010.

En 01 de julio de 2010, entró en vigencia la segunda etapa de aplicación de la NTCSER, en esta etapa se dio inicio al control de la calidad del servicio

eléctrico en los aspectos de calidad de producto (tensión), calidad de suministro (interrupciones), calidad comercial (Atención al clientes, medios a disposición del cliente y precisión de la medida) y Alumbrado Público (operatividad).

Es así, que desde el inicio de la segunda etapa de aplicación, el ente fiscalizador viene fiscalizando el cumplimiento de la aplicación de la NTCSER, bajo criterios similares a la supervisión de la NTCSE (urbana), donde actualmente se ha identificado que por condiciones geográficas, infraestructura vial, resistencia de algunas empresas eléctricas a la aplicación de la normativa vigente, vacíos legales, crecimiento de la frontera eléctrica rural, cálculo de varios indicadores de control de la calidad distintos al de la NTCSE (urbana) y entre otros factores, no es posible tener los mismos criterios de supervisión que la NTCSE (urbana), por ende, hace falta un Procedimiento de Supervisión que se adecue a las limitaciones existentes en el sector rural.

Entre las distintas actividades que realiza el Estado en industrias de redes, la regulación de precios en sus diferentes tópicos es el aspecto que ha recibido largamente la mayor atención por parte de los economistas. En la práctica regulatoria de industrias como el sector eléctrico en el Perú, sin embargo, las actividades de supervisión no sólo representan gran parte de los esfuerzos y recursos de la agencia reguladora, sino que también concentran una parte importante de la problemática actual en el sector eléctrico.

Esta problemática es transversal a los temas de seguridad, calidad del servicio y medio ambiente que conforman las actividades de supervisión del organismo regulador y se expresa en la evolución poco satisfactoria de diversos indicadores (por ejemplo, en aspectos relacionados al alumbrado público, los contrastes de medidores, las interrupciones del servicio, las fallas en la tensión, entre otros) y en la consecuente insatisfacción de usuarios residenciales con respecto al servicio eléctrico. En esta perspectiva, se busca reducir la brecha existente entre la literatura económica y la práctica regulatoria en el análisis de tópicos que actualmente son centrales en la supervisión de la calidad.

## **Calidad en el Sector Eléctrico**

Se puede definir calidad como el conjunto de propiedades y atributos de un bien o servicio que le confiere la aptitud para satisfacer necesidades expresas o implícitas. En este sentido, la calidad del servicio eléctrico puede definirse como el conjunto de características que se debe cumplir en la interacción entre los suministradores del servicio eléctrico, los usuarios del mismo y la población en general. De acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicio Eléctricos en el Perú (NTCSE), los aspectos que componen lo que se denomina calidad del servicio eléctrico son la calidad técnica, la calidad comercial y la calidad del alumbrado público. La calidad técnica del servicio eléctrico comprende todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad en relación al producto y al servicio. La calidad del producto comprende los aspectos técnicos relacionados con la forma de la onda de tensión. Se dice que existe mala calidad del producto o mala calidad de tensión cuando la forma de la onda difiere de la ideal, es decir, una onda de forma sinusoidal de frecuencia y amplitud constante. La calidad del suministro está referida a la existencia de la onda de tensión, es decir de la presencia o no de suministro eléctrico (interrupciones). Este ha sido el aspecto más considerado tradicionalmente, habiendo recibido la denominación de confiabilidad del servicio eléctrico. La calidad comercial del servicio está referida a los aspectos relacionados con el trato al cliente, los medios de atención, la resolución de quejas, así como la precisión de la medida de la energía consumida. Finalmente, la NTCSE también considera dentro de la calidad del servicio eléctrico la calidad del alumbrado público referida a la existencia en condiciones de luminosidad (intensidad) e iluminancia (densidad) de un sistema de alumbrado en la vía pública.

## **Calidad y Monopolio**

En mercados donde existe una competencia efectiva, si una empresa decide aumentar unilateralmente la relación precio-calidad que ofrece a los consumidores, el resultado sería una disminución en su nivel de ventas sus ventas con la consiguiente reducción o pérdida de su participación en el mercado. La explicación puede ser hallada naturalmente en el hecho que los

consumidores pueden recurrir a otras empresas para obtener la mejor relación calidad-precio. Es decir, la competencia se encarga de excluir del mercado a las empresas que no ofrezcan la relación precio-calidad demandada por los consumidores. En este tipo de mercados, por lo tanto, no se justifica la regulación de la calidad, pudiendo la intervención más bien terminar restringiendo artificialmente la gama de productos ofrecidos.

El argumento central para la regulación de la calidad en industrias de redes, donde el consumidor no puede elegir libremente el proveedor y la sustitución del bien o servicio es bastante limitada ha sido enfatizado a partir de Spence (1975). De acuerdo a esta literatura, la provisión de calidad por parte de un monopolista no regulado determina un nivel de calidad distinto del socialmente óptimo. Más específicamente, un monopolista elige el nivel de la calidad a proveer de acuerdo a las preferencias del consumidor que marginalmente consume el bien o servicio, mientras que el nivel óptimo para la provisión de calidad debe reflejar más bien la valoración promedio de los distintos consumidores.

### **Regulación Económica y Calidad**

La relevancia de los problemas generados en la provisión de calidad por parte de un monopolista no regulado constituye una justificación para su regulación.

Sin embargo, la regulación no garantiza necesariamente una solución óptima al problema de la calidad debido a que los incentivos del esquema regulatorio implementado reemplazan a los incentivos dados por las condiciones de mercado, existiendo naturalmente diferentes esquemas de regulación y diferentes incentivos. Un tema central en esta discusión es la relación entre el nivel de calidad y el costo o inversión en proveerla.

De un lado, esquemas de regulación basados en costos pueden proveer un nivel excesivo de calidad si la inversión en proveer esta calidad es una manera de aprovechar los incentivos de sobrecapitalización por una tasa de retorno en exceso del costo del capital.. De otro lado, esquemas de regulación basados en

incentivos como los precios tope, que no son implementados con estándares mínimos de calidad, pueden proveer un nivel de calidad menor al socialmente óptimo debido a que las empresas, beneficiarias de ganancias en productividad y reducciones de costos, tienen incentivos fuertes para disminuir los costos.

Un segundo tema tiene que ver con la propia desregulación de la industria eléctrica, más específicamente con la separación vertical de la industria y el diseño de mercado eléctrico. Una industria eléctrica organizada con empresas monopólicas verticalmente integradas resuelve el problema de calidad al interior de la empresa. Una industria eléctrica desregulada debe especificar los diversos mecanismos de coordinación y la provisión de servicios que afectan la calidad del servicio en el sistema como son, por ejemplo, los servicios complementarios. Calidad y Distribución Eléctrica Los efectos de la regulación sobre la calidad del servicio sugieren la necesidad de supervisar este aspecto en el caso del servicio eléctrico.

En particular, la aplicación de mecanismos de incentivos en el segmento de distribución, que es donde se presentan los mayores problemas en la calidad del servicio eléctrico, supone el uso de esquemas de incentivos como los precios tope o de competencia por comparación. Estos esquemas priorizan la eficiencia de las empresas y, en ausencia de cláusulas específicas, brindan pocos incentivos para la provisión de calidad en niveles socialmente óptimos.

En este sentido, se puede explicar también la mayor preocupación por el tema de calidad del servicio eléctrico como una consecuencia de la creciente aplicación de esquemas de regulación por incentivos (los señalados mecanismos de precios tope, regulación por comparación) 7 . En general, la regulación de calidad en el sentido en que se entiende en la actualidad, es decir, considerando no solo a la continuidad del servicio, sino también a las características de la corriente eléctrica provista, es un tema de preocupación relativamente reciente a nivel mundial.

Es así que, recién desde los años 90, surgen regulaciones específicas sobre la calidad del servicio eléctrico. En el caso de Chile, por ejemplo, si bien la

liberalización del sector eléctrico se inició en 1982, recién hacia 1998 se aprueba el Reglamento de la Ley de General de Servicios Eléctricos donde se especifican los parámetros mínimos de calidad que las empresas distribuidoras deben de seguir. En el caso del Reino Unido, del mismo modo, las primeras regulaciones específicas con respecto a la calidad aparecieron en el año 1991, aunque se centran en aspectos más relacionados con la continuidad del suministro eléctrico y aspectos comerciales del servicio (atención al cliente, procesamiento de reclamos, entre otros).

### **Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú**

La fiscalización y supervisión de la calidad del servicio eléctrico es una de las principales funciones que realiza el organismo regulador (OSINERG). La relevancia de este aspecto radica en la difícil tarea de buscar una provisión del servicio en estándares de calidad que sean los más adecuados. Como se ha señalado, esta tarea se dificulta por la existencia de incentivos en los esquemas de regulación que se deben controlar con la imposición de estándares mínimos de calidad y el enforcement de dichos estándares mediante instrumentos como las multas, compensaciones o sanciones de diversa índole.

Este procedimiento de supervisión de la NTCSER se basará en la supervisión a través de los indicadores establecidos en la NTCSER, indicadores de cumplimiento de la NTCSER e indicadores de Gestión de la supervisión, que permitirá tomar al ente fiscalizador acciones de mejora oportunas en la supervisión (mayor eficiencia y eficacia) y esto a su vez conllevará a la mejora progresiva en la calidad del servicio eléctrico rural.

## **1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

### **1.2.1 Problema General**

Actualmente la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE) del OSINERGMIN no cuenta con un procedimiento de supervisión de la NTCSER, es así, que la GFE viene fiscalizando el cumplimiento de la aplicación de la NTCSER, bajo criterios

similares a la supervisión de la NTCSE (urbano), donde se ha identificado que por las condiciones geográficas, infraestructura vial, resistencia de algunas empresas eléctricas a la aplicación de la normativa vigente, vacíos legales, crecimiento de la frontera eléctrica rural, cálculo de varios indicadores de control de la calidad distintos al de la NTCSE (urbana) entre otros factores, no es posible tener los mismos criterios de supervisión que la NTCSE (urbana). Esto ha conllevado a que la fiscalización del cumplimiento de la NTCSE no refleje la realidad sobre los aspectos de la calidad del servicio eléctrico en el sector rural.

### **1.2.2 Problemas Específico**

Los problemas específicos son los siguientes:

**a) Control de Calidad Producto.-** El parámetro para el control de este aspecto de la calidad es la tensión, en los sectores rurales la afectación de este parámetro es significativo teniendo en consideración que las instalaciones eléctricas existentes en el sector rural pueden ser de mucha antigüedad, este aspecto de la calidad tiene la característica que la afectación de este servicio es proporcional al grado de porcentaje de la mala calidad, severidad de la misma y tiempo que se presente esta mala calidad, y además está relacionado al uso que le dé el cliente a la energía eléctrica pudiendo esto causar deterioro y envejecimiento de sus equipos eléctricos y por ende, daños y perjuicios de los bienes del cliente. Actualmente no se tiene supervisión de campo de este aspecto.

**b) Control de Calidad Suministro.-** Este aspecto de la calidad se controla a través de los indicadores NIC (Número promedio de interrupciones) y DIC (Duración promedio de interrupciones) para las interrupciones originadas dentro de los sistemas eléctricos rurales e indicadores N y D por alimentador MT para las interrupciones originadas fuera de los sistemas eléctricos rurales.

Los sistemas eléctricos rurales tienen generalmente las siguientes características:

- La mayoría de los casos son sistemas radiales, un solo alimentador MT.
- Se ubican en zonas alejadas del centro de atención de las empresas concesionarias.
- No todos tienen adecuadas instalaciones para la operación del servicio eléctrico.

Y generalmente los clientes desconocen sobre sus derechos del servicio eléctrico.

Todo esto hace que la mala calidad de suministros provoque una afectación total de los clientes en aquellos sistemas eléctricos rurales, que por las características antes mencionadas son desatendidos por las empresas concesionarias (prolongados tiempos para el restablecimientos del servicio por interrupciones), siendo este aspecto actualmente la principal causa de reclamos por parte de autoridades (Gobiernos regionales, Alcaldes, Asociaciones, etc.) y clientes productivos y residenciales. Actualmente no se tiene supervisión de campo de este aspecto.

**c) Control de Calidad del Servicio Comercial.-** Este aspecto de la calidad se controla a través de tres sub aspectos los cuales comprenden: Trato al Cliente, Medios a Disposición del Cliente y Precisión de la Medida.

El trato al Cliente comprende la atención oportuna a las solicitudes de este, El Aspecto de Medios a Disposición del Cliente comprende la información que se le entrega al cliente y la precisión de la medida comprende el nivel de la calidad de facturación de los medidores de energía eléctrica, esto a través del indicador "Porcentaje de Suministro con Deficiencia en el sistema de Medición" Sd (%).

Actualmente los dos primeros aspectos son fiscalizados a través de otros procedimientos comerciales de la GFE y sobre la precisión de la medida aún no se efectúa la supervisión de campo respectivo.

**d) Control de Alumbrado Público.-** Este aspecto de la calidad controla la operatividad del alumbrado público a través del indicador "Índice de Lámparas Apagadas" n (%). La NTCSER establece la supervisión de este aspecto a través del procedimiento de supervisión OSINERG N° 192-2003-OS/CI) o el que lo sustituya. Actualmente se tiene altos "Índices de Lámparas Apagadas" en el Sector Rural.

### **1.3.OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Elaborar el procedimiento de supervisión de la NTCSER e implementar a través de los indicadores de este procedimiento, un cuadro de mando integral, que permite monitorear la calidad del servicio eléctrico y que esto conllevará a la mejora de la calidad del servicio eléctrico rural.

#### **1.3.2 Objetivo Específicos**

Los objetivos específicos para el plan de tesis son:

- a) Mejorar la supervisión de la calidad de producto tanto en clientes en baja tensión y media tensión.
- b) Identificar semestralmente a través de los indicadores de calidad de tensión, las subestaciones o clientes MT con mala calidad de tensión severa o prolongada en el tiempo para subsanar las deficiencias de la mala calidad.
- c) Identificar semestralmente a través de los indicadores de calidad de suministro a los sistemas eléctricos rurales críticos; es decir, con altos indicadores de NIC, DIC, N por alimentador MT y D por alimentador MT.
- d) Mejorar la supervisión de la calidad comercial referido a la precisión de la medida (Supervisión de las campañas de contraste).

- e) Retroalimentar los procedimientos de fiscalización comercial a través de los reportes que entregan las empresas en cumplimiento de la NTCSER, para identificar los casos críticos (elaboración de estadísticas).
- f) Retroalimentar el procedimiento de supervisión del Alumbrado Público con información que entregan las empresas en cumplimiento de la NTCSER.
- g) Mejorar el procesamiento de información para el cálculo de indicadores y montos de compensación referida a la calidad de producto, calidad suministro y calidad comercial (precisión de la medida).

#### **1.4. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN**

El presente proyecto de tesis se basa en la necesidad de tener un procedimiento de supervisión de la NTCSER que considere la realidad de este sector. Esto permitirá la mejora progresiva de la calidad del servicio eléctrico al cliente rural que al 31 de marzo del 2011 superó el millón de clientes (20% de clientes a nivel nacional), también se debe considerar que se viene ejecutando actualmente el Plan Nacional de Electrificación Rural que causa que los clientes del sector rural aumenten progresivamente.

## II. MARCO TEÓRICO

### 2.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

El año 1992, el gobierno promulgo la Ley de Concesiones Eléctricas, esta ley dividió el mercado eléctrico en las actividades de Generación, Transmisión y Distribución-Comercialización y ese mismo año su reglamento. Con este nuevo enfoque se buscó la participación del sector privada en los servicios públicos. Al transcurrir la evolución del mercado eléctrico en el Perú se vio por necesario establecer estándares mínimos de calidad del servicio eléctrico y es así que el año 1997 el estado promulgó La Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos (NTCSE) en esta norma se estableció los indicadores de calidad así como sus tolerancias las cuales al ser transgredidas serian causales de compensaciones o sanciones. En la aplicación se dieron diversas circunstancias que hicieron que la NTCSE tuviera ajustes siendo necesarios siendo las más relevantes para esta investigación los dados el año 1999 donde se suspendió la aplicación de la NTCSE para los Sectores de Distribución Típicos 3 y 4, Sistemas Aislados Menores y otros y diversas modificaciones posteriores que seguían excluyendo diversos sectores. A partir de esta modificación del año 1999 en general el sector rural pasó a ser desatendido respecto a los estándares mínimos de la calidad del servicio eléctrico que brindan las empresas concesionarias.

En el año 2002 el gobierno promulgó la Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera, dando inicio a un impulso en la ampliación de frontera eléctrica rural, y por ende a una mayor cantidad de usuarios rurales, a partir de esto se fue ampliando progresivamente la frontera eléctrica, y más aún cuando en el año 2006 se promulgo la Ley de Electrificación Rural, donde estableció un Plan Nacional de Electrificación Rural para más aun el sector rural y hacer viables estos proyectos.

En este sentido el MINEM vio necesario establecer estándares mínimos de calidad al cliente rural, (Ya que por la aplicación de la NTCSE desde el año 1999 fueron desatendidas en este aspecto), es así que el 2008 entró en vigencia la

Norma Técnica de Calidad de los Servicio Eléctricos Rurales (NTCSER) donde esta normativa comprendió a todos los sectores rurales que fueron suspendidos de aplicación de la NTCSE y más aún a los sistemas eléctricos SER (sistemas eléctricos cuya característica es que no se encuentran en la zona de concesión de las distribuidoras). Promulgado esta normativa el OSINERGMIN en el 2008 elaboró la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSER, donde se estableció los diferentes reportes de información, medios de transferencia, etc.

La NTCSER comprendió dos etapas de aplicación, donde la primera etapa de adecuación de la empresas a las exigencias de NTCSER y tuvo una duración de dos (02) años, culminando esta etapa el 31 de junio de 2010, a partir de la segunda etapa (01 de julio 2010) entró en aplicación el control de calidad del servicio eléctrico y por ende el OSINERGMIN inició con la fiscalización del cumplimiento de esta normativa.

### **2.1.1. Cálculo de indicadores y montos de compensación establecidos en la NTCSER**

#### **2.1.1.1. CALIDAD DE TENSIÓN**

##### **Medición de Tensión BT.-**

Estas mediciones, se realizan en forma simultánea durante un periodo de medición de 48 horas o el registro de 192 intervalos de medición.

Para que una medición sea válida los 192 registros tanto de la medición cabecera así como de la medición cola deberán ser coincidentes por cada registro (desde al inicio) en fecha y hora, esto previendo si ocurriera alguna interrupción que solo afecte a una de las dos mediciones simultaneas.

**a. Medición Cabecera:** Se realiza a la salida de BT del transformador, la instalación del equipo de medición se da en el suministro más cercano a la subestación en cualquiera de los siguientes puntos: acometida del suministro, caja porta medidor o instalaciones internas del cliente BT.

**b. Medición Cola:** Se realiza en el punto más alejado del alimentador BT cuyo producto de potencia activa por longitud ( $P \cdot L$ ) sea mayor, la instalación del equipo de medición se da en cualquiera de los siguientes puntos: acometida del suministro, caja porta medidor o instalaciones internas del cliente BT.

### **Cálculo de Indicador ( $\Delta V_K$ ) y determinación de la mala calidad de tensión de Baja Tensión.-**

El indicador de calidad  $\Delta V_K$  se determina de acuerdo a la formula N° 1 de la NTCSER

$$\Delta V_K (\%) = \frac{(V_K - V_N)}{V_N} \times 100\%$$

Donde:

$V_K$ : Media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos.

$V_N$ : Valor de la tensión nominal.

Para determinar si existe mala calidad de tensión en la subestación medida, evaluamos los registros de medición cabecera y cola por separado; y verificamos si presentan registros fuera de rango de la tolerancia, en cantidad igual o mayor a 10 registros (<5% de los intervalos de medición) y así determinamos si existe sobretensión o subtensión o inclusive ambos.

### **Cálculo de compensaciones por mala calidad de tensión BT**

Para determinar el monto de compensación por mala calidad de tensión, se utiliza la Formula N° 2 de la NTCSER:

$$\text{Com } x \text{ variaciones de tensión} = \sum (a \times Ap \times 6E_{pj}) \times K_n \dots (1)$$

Para el caso de compensaciones de mala calidad de tensión BT, la BM-Rural establece los siguientes criterios de cálculo:

## Metodología de cálculo de indicadores y compensación

- **Datos Iniciales.**- Para una mejor comprensión de la determinación del cálculo de los montos de compensación definimos las mediciones cabecera [A] y cola [B] válidas.

$$\text{Medición}_{\text{Cabecera}} = [A] = \begin{bmatrix} 233.80 \\ 234.12 \\ 234.80 \\ 239.23 \\ \cdot \\ \cdot \\ 234.12 \end{bmatrix} \text{ y } \text{Medición}_{\text{Cola}} = [B] = \begin{bmatrix} 227.60 \\ 228.92 \\ 228.12 \\ 229.65 \\ \cdot \\ \cdot \\ 210.80 \end{bmatrix}$$

Definimos las mediciones ordenadas de mayor a menor:

$$\text{Medición}_{\text{Cabecera/ordenado}} = [A^1] = \begin{bmatrix} 241.08 \\ 240.74 \\ 240.61 \\ 239.23 \\ \cdot \\ \cdot \\ 232.16 \end{bmatrix} \text{ y}$$

$$\text{Medición}_{\text{Cola/ordenado}} = [B^1] = \begin{bmatrix} 234.12 \\ 233.80 \\ 233.31 \\ 232.40 \\ \cdot \\ \cdot \\ 190.10 \end{bmatrix}$$

- **Cálculo de la  $\sum Ap$ .**- Este factor se determina de acuerdo al resultado de las mediciones, si presentan sobretensión o subtensión.

• **Por sobretensión**

$$\sum Ap = \sum Ap_{SO} = \frac{\sum Ap_{cabecera} + \sum Ap_{lim.sobre}}{2}$$

Dónde:

$\sum Ap_{cabecera}$  : Se determina de los registros de la medición cabecera

$\sum Ap_{Limsobre}$  : Para determinar este valor se calcula primero la constante de tensión (Cte)

$$Cte = V_{SO1} - V_{SOR}$$

Donde:

$V_{SO1} = [A^1]_{[10]}$  = Registro en la posición del intervalo 10 de la medición  $[A^1]$   
(Medición cabecera ordenada de mayor a menor)

$V_{SUT}$  = Valor Máximo de tensión admitido

Obtenido el valor de la constante se determina una medición teórica  $[A_{Limsobre}]$  que se encuentre al límite de la mala calidad de tensión por sobretensión, restando a la medición  $[A]$  la constante  $[Cte]$ , desarrollando obtenemos lo siguiente:

$$[A_{Limsobre}] = [A] - [Cte] = \begin{bmatrix} 233.80 \\ 234.12 \\ 234.80 \\ 239.23 \\ \cdot \\ \cdot \\ 234.12 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} cte \\ cte \\ cte \\ cte \\ \cdot \\ \cdot \\ cte \end{bmatrix}$$

A esta nueva medición teórica  $[A_{Limsobre}]$ , se le determina el factor  $\sum Ap_{lim.sobre}$

- **Por subtensión**

$$\sum Ap = \sum Apsu = \frac{\sum Ap_{cola} + \sum Ap_{limsub}}{2}$$

Donde:

$\sum Ap_{cola}$  : Se determina de los registros de la medición cola

$\sum Ap_{Limsu}$  : Para determinar este valor se calcula primero la constante de tensión (Cte)

$$Cte = V_{SUT} - V_{SU2}$$

$V_{SU2} = [B^1]_{[182]}$  = Registro en la posición del intervalo 182 de la medición  $[B^1]$   
(Medición cola ordenada de mayor a menor)

$V_{SUT}$  = Valor mínimo de tensión admitido

Obtenido el valor de Constante  $[Cte]$  se determina una medición teórica  $[A_{Limsu}]$  que se encuentra al límite de la mala calidad de tensión por subtensión, restando a la medición  $[B]$  la  $[Cte]$ , desarrollando obtenemos lo siguiente:

$$[B_{Limsu}] = [B] + [Cte] = \begin{bmatrix} 227.60 \\ 228.92 \\ 228.12 \\ 229.65 \\ \cdot \\ \cdot \\ 210.80 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} cte \\ cte \\ cte \\ cte \\ \cdot \\ \cdot \\ cte \end{bmatrix}$$

A esta nueva medición teórica  $[B_{Limsu}]$ , se le determina el factor  $\sum Ap_{limsub}$

- **Cálculo de la energía Epj.-** Este factor se determina, de acuerdo al resultado de las mediciones, si presentan sobretensión o subtensión.
- **Por sobretensión**

$$Epj = E_{ESMSO} = \left[ \frac{\text{Energía}_{SED}}{(NHS - i_T)} \times \Delta t \right] \times \%SASOT$$

Donde:

$Energía_{SED}$  : Energía total registrada por la SED en el semestre de control

$NHS$  : Número de horas del semestre de control

$i_T$  : Duración real promedio de interrupciones

$$i_T = \frac{i_{cabecera} + i_{cola}}{2}$$

Donde:

$i_{cabecera}$  : Duración real de todas las interrupciones ocurridas en el suministro cabecera del semestre control

$i_{cola}$  : Duración real de todas las interrupciones ocurridas en el suministro cola del semestre control

$\Delta t$  : Duración del intervalo de tiempo

$\%SASOT$  : Porcentaje de suministros afectados con la calidad por sobretensión.

$$\%SASOT = \frac{V_{SOT1} - V_{SOT}}{V_{SO1} - V_{SO2}}$$

Donde:

$V_{SO1} = [A^1]_{[10]}$  : Registro en la posición 10 de la medición cabecera ordenada

$V_{SO2} = [B^1]_{[10]}$  : Registro en la posición 10 de la medición cola ordenada

• **Por subtensión**

$$Epj = E_{ESMSU} = \left[ \frac{\text{Energía}_{SED}}{(NHS - i_r)} \times \Delta t \right] \times \%SASUT$$

Donde:

$Energía_{SED}$  : Energía total registrada por la SED en el semestre anterior

$NHS$  : Número de horas del semestre control

$i_r$  : Duración real promedio de interrupciones

Donde:

$i_{cabecera}$  : Duración real de todas las interrupciones ocurridas en el suministro cabecera del semestre control

$i_{cola}$  : Duración real de todas las interrupciones ocurridas en el suministro cola del semestre control

$\Delta t$  : Duración del intervalo de tiempo

$\%SASUT$  : Porcentaje de suministros afectados con la calidad por Sobretensión.

• **Monto de Compensaciones.**- El monto de compensación final resulta de la sumatoria de las compensaciones por sobretensión y subtensión.

• **Por sobretensión.**- De los factores definidos en los puntos anteriores con respecto a la sobretensión, reemplazamos en la formula No 1:

$$Comp1 = \sum (a \times A_{PSO} \times 6E_{ESMSO}) \times K_n \dots (2)$$

Desarrollado

$$Comp = a \times \left( \frac{\sum Ap_{cahecera} + \sum Ap_{lim.sobre}}{2} \right) \times 6 \left[ \frac{Energia_{SED}}{(NHS - i_T)} \times \Delta t \right] \times \%SASOT \times K_n$$

- **Por subtensión.-** De los factores definidos en los puntos anteriores respecto a la subtensión, reemplazamos en la formula N° 1.

$$Comp2 = \sum (a \times A_{PSU} \times 6E_{ESMSU}) \times K_n \dots (3)$$

Desarrollado

$$Comp2 = a \times \left( \frac{\sum Ap_{cola} + \sum Ap_{lim.sub}}{2} \right) \times 6 \left[ \frac{Energia_{SED}}{(NHS - i_T)} \times \Delta t \right] \times \%SASUT \times K_n$$

- **Monto de compensación final.-** La expresión final para el monto total de compensación por mala calidad de tensión se obtiene sumando las formulas N° 2 y N° 3.

$$Compensación\ por\ mala\ calidad\ de\ tensión = Comp1 + Comp2 \dots (4)$$

#### Notas Finales:

- De la formula (4) si solo existiera sobretensión solo se calcula el  $Comp1$  y  $Comp2 = 0$  , y viceversa para la subtensión solo se calcula  $Comp2$  y  $Comp1 = 0$ .
- Si se determinara que todo el alimentador tiene sobretensión o subtensión, es decir  $\%SASOT = 100\%$  o  $\%SASUT = 100\%$  el valor de  $\sum A_{PSO}$  o  $\sum A_{PSU}$  se determina promediando las  $\sum Ap_{cahecera}$  y  $\sum Ap_{cola}$ .
- En los casos de las mediciones trifásicas, se deberá tener en consideración lo indicado en el numeral 5.1.6 b) de la BMR.

- Para la determinación del factor "Duración real promedio de interrupciones"  $i_7$  se debe tener en consideración lo establecido en el numeral 5.2.5 c).

### **2.1.1.2. CALIDAD DE SUMINISTRO**

#### **Cálculo de indicadores NIC Y DIC para clientes BT y MT.-**

- a) Consideraciones Iniciales.-** Para dar inicio al proceso de cálculo de indicadores se debe tener las siguientes consideraciones:
- ✓ Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un cliente, lo que incluye consecuentemente aquellas que hayan sido programadas oportunamente, en concordancia con el numeral 5. 1.1 de la NTCSER.
  - ✓ Para efectos de la NTCSER no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor a tres minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor (FM) debidamente comprobados y calificados como tales por Osinergmin, en concordancia con el numeral 5. 1.1 de la NTCSER.
  - ✓ Las interrupciones relacionadas con domicilios de usuarios en situación de corte por morosidad u otras causas autorizadas por Ley no serán computas para el cálculo de indicadores, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.2.5 c) de la BMR.
  - ✓ Referido al numeral 5.1.1 de la BMR también no se consideran para el cálculo de indicadores semestrales NIC y DIC aquellas interrupciones con FM en trámite al momento de informar a la autoridad los indicadores, las interrupciones relacionadas a solicitud de exoneraciones aceptadas o en trámite y aquellas que por normativa vigente estén exoneradas de pago de compensaciones, esto de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.2.5 f) de la BMR.

**b) Verificación de datos RDI, RIN y PIN.-** Se debe verificar que las interrupciones del archivo PIN con identificador "P" o "R" que no estén suspendidas "S", estén registradas en el archivo RDI y que estén calificadas en este último en el Tipo de Interrupción como "M" o "E".

✓ Se debe verificar que las interrupciones en el archivo RDI calificadas con Tipo de Interrupción como "M" o "E", estén también en el archivo PIN.

✓ Se debe verificar que las interrupciones del archivo RIN estén en su íntegro en los archivos RDI y viceversa.

✓ Se debe verificar que las solicitudes de exoneraciones indicadas en el informe consolidado semestral de suministro se encuentren indicadas en el archivo RDI.

**c) Tabla de Cantidad mensual de usuarios por Sistema Eléctrico Rural.-**

Para poder determinar con mayor grado de precisión los indicadores NIC y DIC se debe tener en consideración que el factor "Cantidad de clientes en el SER" (CT), deberá ser considerado de forma mensual.

✓ **Consolidar la información.-** Para el cálculo de los indicadores NIC y DIC se requiere de la siguiente información que se encuentran en los diversos reportes de interrupciones que envían las empresas al Osinergmin.

**Tabla N° 01 Información de los códigos para el cálculo de indicadores NIC y DIC - Consolidada**

Ítem	Campo	Archivo Origen
1	Código de la Empresa	RDI
2	Código de Interrupción	RDI
3	Código de Tipo de Interrupción	RDI
4	Código de Causa de Interrupción	RDI
5	Código de Origen de Interrupción	RDI
6	Código Solicitó Fuerza Mayor	RDI

7	Calificación de solicitud Fuerza Mayor	FM
8	Nivel de Tensión de Suministros Afectados	RIN
9	Cantidad de Suministros Afectados (Ci)	RIN
10	Sistema de los Suministros Afectados	RIN
11	Fecha y Hora de Inicio de Interrupción	RIN
12	Fecha y Hora de Término de Interrupción	RIN
13	Fecha y Hora de Inicio de Programación de Int.	PIN
14	Fecha y Hora de Término de Programación de Int.	PIN

Obtenido esta información se selecciona el origen de las interrupciones y excluyen aquellas que son exoneradas de compensación.

- Se excluye todas las interrupciones que no fueron consideradas por la empresa para el cálculo de indicadores y que fueron informadas en el informe semestral de suministro.
- Excluimos del cálculo aquellas interrupciones cuyo "Tipo de Interrupción" está calificada como "R" (Rechazo de Carga).
- Excluimos del cálculo aquellas interrupciones cuya "**Causa de Interrupción**" está calificada como "B" (Internas del Usuario).
- Excluimos del cálculo aquellas interrupciones cuya "**Origen de Interrupción**" está calificada como "R" (Rechazo de Carga).
- Colocamos en otra tabla las interrupciones cuyo "**Origen de Interrupción**" está calificada como "E" (externas al sistema). Y obtenemos la "**Tabla Depurada Externas**".

Teniendo estas consideraciones se procede a calcular los indicadores.

### Cálculo de los indicadores NIC y DIC.-

Para el cálculo de los indicadores NIC y DIC, se tiene que tener las siguientes consideraciones

- ✓ **Horas efectivas de la interrupción.-** Resulta de multiplicar la duración de la interrupción, por su respectivo factor de ponderación, según sea el Tipo de Interrupción.

En el caso de las interrupciones programadas se tendrá en cuenta la diferencia con la duración real de las interrupciones, en el caso que la duración real sea mayor a la duración programada, la diferencia de tiempo tendrá un factor de ponderación  $K_i = 1$ , ver tabla N°2.

**Tabla N° 02 Factor de Ponderación de la Duración de las Interrupciones**

Duración programada por:	
Expansión o Reforzamiento	Mantenimiento
$K_i = 0,25$	$K_i = 0,50$
Diferencia entre la duración programada (Dp) y duración real (Dr)	
$D_p > D_r$	$D_p < D_r$
$K_i = 0,00$	$K_i = 1,00$

- ✓ **Total de Horas efectivas.** Se multiplicará las "horas efectivas" de la interrupción por la cantidad de clientes afectados por la interrupción para el nivel de tensión.

**Nota:** Se debe verificar que la duración de la interrupción utilizada es el proveniente del archivo RIN.

- ✓ **Total de Horas Reales.** Se multiplicará la duración real de la interrupción por la cantidad de clientes afectados por la interrupción.

**Nota:** Se debe verificar que la cantidad de clientes afectados se han agrupado de acuerdo al tiempo que dura la interrupción, según el archivo RIN.

a) Para calcular el NIC, dividimos la Sumatoria de Cantidad de Suministros Afectados ( $\sum C_i$ ) entre la Cantidad de Suministros del Sistema ( $C_T$ ).

$$NIC = \frac{\sum C_i}{C_T}$$

b) Para calcular el DIC, dividimos la Sumatoria Total de Horas Efectivas ( $\sum (C_i \times d_i \times K_i)$ ) entre la Cantidad de Suministros del Sistema ( $C_T$ ).

$$DIC = \frac{\sum (C_i \times d_i \times K_i)}{C_T}$$

**Nota:** El cálculo de los indicadores se efectuará de forma mensual (similar al SAIFI y SAIDI de la Resolución 074-2004-OS/CD), para esto se considerará el facto  $C_T$  de forma mensual y dicho monto será obtenido de la información reportada por las empresas en la de la Resolución 074-2004-OS/CD.

#### **Cálculo de compensaciones.-**

Se calculará las compensaciones para los casos que el NIC y DIC hayan excedido las tolerancias, en el Tabla N° 3 se presenta las tolerancias establecidas en la NTC SER.

**Tabla N° 03 Tolerancia de los Indicadores de Calidad de Suministro**

Nivel de Tensión	Sistema Eléctrico Rural (SER)			
	Rural Concentrado		Rural Disperso	
	NIC'	DIC'	NIC'	DIC'
MT	07	17	07	28
BT	10	25	10	40

La siguiente fórmula es para el cálculo de compensaciones:

$$\text{CompInterrup} = e \times E \times \text{ENS}$$

Donde:  $e=0,35$  US\$/kW.h

Para calcular el factor E, se utilizará la siguiente fórmula:

$$E = 1 + \frac{(NIC - NIC')}{NIC'} + \frac{(DIC - DIC')}{DIC'}$$

En cuanto a los términos  $(NIC - NIC')$  o  $(DIC - DIC')$ , se le considerará como valor 0 al que resulte negativo.

Para calcular el NHI, dividimos la Sumatoria del Total de Horas Reales  $(\sum(C_i \times d_i))$  entre la Cantidad de Suministros del Sistema  $(C_T)$ .

$$NHI = \frac{\sum(C_i \times d_i)}{C_T}$$

**Notas:** El indicador NHI establecida será utilizando los factores principales para el cálculo del DIC, por lo tanto el NHI será el DIC sin ponderar.

Para calcular el ENS, determinamos el NHS (Número de horas del semestre) del semestre que corresponda, y tomamos el ERS (Energía registrada durante el semestre en el SER), para aplicar la siguiente fórmula:

$$ENS = \frac{NHS \times ERS}{NHS - NHI}$$

### **2.1.1.3. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL**

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

#### **a) Trato al Cliente:**

- Solicitudes de Nuevos Suministros, modificación de los existentes o Ampliación de Potencia Contratada.
- Reconexiones.
- Opciones Tarifarias.
- Reclamaciones por errores de medición/facturación.
- Otros.

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

- Facturas.
- Registro de reclamaciones.
- Centros de atención y sistemas de atención telefónica.
- Centros de venta de energía prepago.

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

#### **Cálculo de Indicadores de Calidad Comercial.-**

En todos los casos, los indicadores son Plazos Máximos fijados al Suministrador para el cumplimiento de sus obligaciones.

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

$$Sd (\%) = (Nd / Nc) \cdot 100\%; \text{ (expresado en: \%)}$$

Donde:

Nd: Es el número de suministros en los que se ha verificado deficiencias en el sistema de medición; y,

Nc: Es número total de suministros cuyo sistema de medición ha sido contrastado.

#### **Tolerancias de Indicadores de Calidad Comercial.-**

Son en base a plazos máximos establecidos, en días calendarios, para cada aspecto.

- **Trato al Cliente**

Cumplidas las condiciones a que están obligados los interesados, los plazos máximos, en días calendario, para la atención a sus solicitudes son:

**Tabla N° 04 Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial –  
Trato al Cliente**

SOLICITUD		PLAZO MÁXIMO (días)
Sin modificación de redes	Hasta 50Kw	15
	Mayores a 50Kw	30
Con modificación de redes	Hasta 50Kw	30
	Mayores a 50Kw	90
Con expansión sustancial		360

- **Reconexiones**

En caso de corte de servicio por facturaciones pendientes de pago; el plazo máximo de reconexión se toma en cuenta después de abonar las facturaciones pendientes.

**Tabla N° 05 Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial –  
Reconexión**

<b>SISTEMA ELÉCTRICO RURAL (SER)</b>	<b>PLAZO MÁXIMO (Hrs)</b>
SER Rural Concentrado	24
SER Rural Disperso	48

- **Opciones Tarifarias**

El Suministrador está obligado a valorizar los consumos con la opción tarifaria solicitada por el Cliente, cuenta el plazo desde que presentó la solicitud de cambio.

**Tabla N° 06 Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial –  
Opciones Tarifarias**

<b>ACCIONES</b>	<b>PLAZO MÁXIMO (días)</b>
Valorizar los consumos con la opción tarifaria solicitada	20
Suministrador debe notificar al Cliente los requisitos que este debe cumplir para atender su solicitud	10

- **Reclamaciones por errores de medición/facturación**

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

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

El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes dos (2) años, lo que se considerará como reincidencia.

La reincidencia se penaliza con el doble de la multa establecida para un caso no-reincidente.

- **Centro de atención y Sistemas de atención Telefónica**

**Tabla N° 07 Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial –  
Sistemas de atención Telefónica**

<b>ATENCIÓN A RECLAMACIONES</b>	<b>PLAZO MÍNIMO (Hrs)</b>
SER con menores de 5000 clientes	12
SER con mayores de 5000 clientes	24

**Tabla N° 08 Plazos Máximos de Indicadores de Calidad Comercial –  
Centro de atención**

<b>ATENCIÓN AL CLIENTE</b>	<b>DIAS / SEMANA</b>	<b>Hrs/ DIA</b>
SER con menores de 2000 clientes	Lunes a Viernes	-
SER entre 2000 a 5000 clientes	Lunes a Viernes	4
SER con mayores de 5000 clientes	Lunes a Viernes	8

- **Precisión de Medida de Energía**

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

#### **2.1.1.4. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO**

**Cálculo del Indicador de Calidad.-**

$$n (\%) = (n / NL ) \cdot 100\%; \text{ (expresado en: \%)}$$

Donde:

n : Es el número real de todas las lámparas apagadas, rotas o inoperativas en vías públicas con alumbrado cuyo responsable es el Suministrador.

NL: Es el número de unidades de alumbrado público del SER que conforman la muestra aleatoria representativa determinada en aplicación del Procedimiento de Fiscalización aprobado mediante Resolución OSINERG N° 192-2003-OS/CD, o el que lo sustituya.

**Tolerancia.-** La tolerancia admitida para el Índice de Lámparas Apagadas n (%) de las vías con alumbrado cuyo responsable es el Suministrador, es del dos por ciento (2%).

Las lámparas quemadas y/o deterioro de accesorios de funcionamiento de su respectiva luminaria, que impidan que ésta encienda, debe reemplazarse en un plazo no mayor a diez (10) días calendario, contados desde:

- a) El momento en que el Suministrador toma conocimiento del hecho; o,
- b) El momento en que se produjo la primera llamada telefónica o aviso de un Cliente.

De las dos alternativas, se considera la que se dé primero en el tiempo.

### **2.1.2. Hacia un nuevo enfoque de la Supervisión en el Sector Eléctrico**

Los resultados de los procesos de supervisión sugieren la necesidad de un cambio importante en los principios que subyacen a su diseño e implementación.

Un primer tema tiene que ver con el énfasis de la fiscalización. De acuerdo a una evaluación a los procedimientos vigentes hasta el año 2003, la supervisión aplicada en el sector eléctrico ha enfatizado la evaluación de los procedimientos de trabajo, metodologías y proyectos que deben desarrollar las empresas más que la supervisión de resultados. Este esquema de supervisión naturalmente interfiere con la libertad necesaria que deben tener las empresas en la consecución de resultados, a la vez que disminuye la responsabilidad de las empresas en la provisión de calidad. Un segundo tema tiene que ver con el

En esta perspectiva se señala que el énfasis del nuevo esquema debe estar sustentado en una supervisión que priorice resultados, que se base en reportes de las empresas, que esté adecuadamente reglamentado con procedimientos claros y que se sustente en un control efectivo por parte del organismo regulador.

Un tercer tema tiene que ver con el uso de los instrumentos de sanción a su disposición como el esquema de multas o el esfuerzo de fiscalización. La evidencia sugiere que estos instrumentos no han sido utilizados como parte de una estrategia disuasiva que se ajusta continuamente, sino que más bien reflejan un comportamiento reactivo en las distintas áreas. Es decir, los instrumentos de sanción no han sido ajustados gradualmente en función al logro paulatino de resultados.

Un cuarto tema en el proceso de supervisión se refiere a la concepción no económica de la supervisión que usualmente prevalece en las áreas encargadas de llevarla a cabo. En este aspecto es relevante entender la supervisión de la calidad como parte de la solución a un problema de regulación de empresas monopolistas donde la calidad es un parámetro de la demanda y donde, por ende, es relevante analizar los incentivos para la provisión de calidad que se originan en la propia regulación.

También es relevante conceptualizar las infracciones como decisiones económicas racionales que se derivan de un análisis costo beneficio de la empresa infractora (que en algunos casos está sujeta a restricciones de inversión), tal como ha sido planteado por la literatura económica en el campo de las infracciones desde Becker (1968). En esta perspectiva, Polinsky y Shavell (2000) desarrollan un

establecimiento de procedimientos claros e indicadores predeterminados que permitan una mayor predictibilidad de la supervisión y permitan un accionar más eficaz por parte del organismo supervisor. La no existencia o mala especificación de procedimientos, así como la no existencia de indicadores bien definidos en el proceso de supervisión generan una excesiva discrecionalidad de parte de los supervisores e incertidumbre de parte de las empresas supervisadas.

marco conceptual para el cálculo de multas óptimas en el cual el esfuerzo de fiscalización y los instrumentos de disuasión (multas, cierres) se determinan simultáneamente en un esquema que maximiza el bienestar de la sociedad. Es decir, de un lado, en la supervisión debe prevalecer un enfoque que sea más disuasivo que punitivo, y de otro lado, debe enfatizarse que el esfuerzo de fiscalización del OSINERG no puede ser determinado independientemente del cálculo de la probabilidad de detección y, por ende, de la escala de multas administrativas.

Un quinto tema se refiere al uso adecuado de las estadísticas, lo cual permita potenciar el efecto de la supervisión a través de un incremento en la probabilidad de detección. Este aspecto ha sido poco desarrollado en la supervisión eléctrica, donde diversos procesos de muestreo usualmente han dejado de lado los desarrollos estadísticos llevando a muestras inadecuadas o inconsistencias en el porcentaje de error, entre otros. Esta deficiencia de la supervisión no ha permitido un incremento en la probabilidad de detección que a su vez incremente el poder disuasivo de la escala de multas, dado un determinado esfuerzo de fiscalización. Asimismo, un inadecuado muestreo dificulta la construcción de indicadores y, por ende, un mejor seguimiento de los resultados de la supervisión y la consecución de resultados estratégicos.

Un sexto tema se refiere a la consistencia en el esquema de multas y sanciones entre las distintas industrias supervisadas (hidrocarburos, gas natural y electricidad) y las distintas áreas dentro de cada una de las industrias (seguridad, alumbrado público, medio ambiente, calidad comercial, entre otros).

En ausencia de un esquema general, las multas tienen distintos criterios para su fijación como los costos administrativos, el tamaño de la empresa (ingreso, capacidad, etc.), las inversiones evitadas, entre otros. De acuerdo a lo que se expone en este documento, las multas deben calcularse con un mismo criterio, el cual, como veremos en la siguiente sección, se refiere a la menor multa disuasiva posible. No obstante, es necesario distinguir entre las multas ex - ante y las multas ex - post. Aunque técnicamente se puede señalar en el caso de las multas ex - post la existencia de una probabilidad de contaminación aun cuando

la empresa se hace un esfuerzo óptimo, la diferencia relevante se da en los temas ambientales, en los cuales se debe seguir el principio de contaminador-pagador que determina la imposición de multas en base al daño ambiental generado.

Un séptimo tema tiene que ver con la necesidad de tener una mayor efectividad de la aplicación del esquema de supervisión y la obtención progresiva de resultados a través de aproximaciones sucesivas pero en un horizonte de tiempo mucho más largo. Esta búsqueda de eficacia implica también el uso oportuno de los instrumento de sanción.

Un octavo tema se refiere a la disponibilidad de instrumentos de disuasión. En este aspecto, en el período 2001-2003, se han producido mejoras sustanciales con el perfeccionamiento de la escala de multas. Este perfeccionamiento ha consistido en la posibilidad de utilizar rangos y no los valores máximos de las escalas (flexibilización del esquema de multas), y en la definición de multas para temas en los que no se habían especificado (cobertura de la escala de multas).

## **2.2. Cuadro de Mando Integral (BALANCED SCORECARD)**

El BALANCED SCORECARD (en adelante BSC) o CUADRO DE MANDO INTEGRAL es una herramienta para gestionar la estrategia, o sea una herramienta para hacer frente al 90% de los fracasos. El BSC complementa los indicadores financieros tradicionales con criterios de medición de performance orientados a tres perspectivas adicionales: la de los clientes, la de los procesos internos y la del aprendizaje y crecimiento.

En ocasiones se define que la característica fundamental del BSC, es la combinación de indicadores financieros y no financieros.

La primera formulación del concepto de BSC, de Kaplan y Norton (1992), lo definía como: **"Un conjunto de indicadores que proporcionan a la alta dirección una visión comprensiva del negocio" para ser "una herramienta**

**de gestión que traduce la estrategia de la empresa en un conjunto coherente de indicadores”.**

El BSC es una herramienta muy útil para la dirección de empresas en el corto y en el largo plazo, porque al combinar indicadores financieros y no financieros permite adelantar tendencias y realizar una política estratégica proactiva, además porque ofrece un método estructurado para seleccionar los indicadores guías que implican a la dirección de la empresa. En esto radica precisamente el valor diferencial y característico del BSC.

El BSC se considera Integral principalmente porque expresa un equilibrio entre un enfoque del control basado en el beneficio y el mercado y el control basado en el uso de otros indicadores, así como un equilibrio entre indicadores financieros y no financieros. El BSC ayudaría a comprender los factores que importan a largo plazo que no quedan reflejados en los beneficios a corto plazo. Para muchas empresas, la meta habitual a largo plazo es el resultado financiero; otros indicadores proporcionan señales a tiempo y son más adecuados para mantener la Empresa en pie. No todos los indicadores financieros se incluirán. La intención del BSC es ayudar a concentrarse en lo que es importante, en concordancia con Olive, Roy y Wetter (op. cit.). Una gestión controlada que se centre solamente en el beneficio a corto plazo, no podrá dar una buena parte de esta imagen más completa de una operación. El beneficio es un buen indicador, pero no nos proporciona suficiente información sobre la forma en que se gestiona una operación. Los indicadores seleccionados son un complemento de los controles financieros y también un medio de reducir el peligro de un enfoque a corto plazo. Hay quien se refiere a un cambio de enfoque, pasando del control económico al estratégico, pero en realidad se trata de una cuestión económica en un sentido más profundo que el simplemente monetario que habitualmente se tiene en cuenta. Una buena economía significa una gestión eficiente de los recursos, y las empresas en desarrollo de hoy en día son algo más que una simple inversión de capital, porque para ellas la forma en que se gestiona el talento, la posición en el mercado y el conocimiento acumulado tiene la misma importancia. Sin embargo, un sistema de indicadores más completo, que recoja tanto aspectos

financieros como no financieros, no constituye una herramienta que permita realizar un seguimiento en torno a la implantación de las estrategias diseñadas para alcanzar los objetivos propuestos, ni contrastar la incidencia de tales estrategias en los objetivos fijados. Hace falta algo más. Hace falta relatar la estrategia a través de dicho sistema de indicadores, estableciendo vínculos e interrelaciones entre ellos, de forma que sea posible desplegar la estrategia en el conjunto de la organización, analizar su efectividad y anticipar problemas a la hora de alcanzar las metas fijadas, de acuerdo con Cleelman (1998).

El objetivo de un proyecto del BSC es transformar la organización implantando un nuevo modelo de Gestión Estratégica Integral que ayude a los ejecutivos a compartir información sobre su estrategia e implantarla de forma efectiva. El factor más importante para el éxito de este proyecto es el compromiso, entendimiento de responsabilidad y la participación activa del equipo que lidera la organización. El proceso de implantación estratégica requiere cambio y trabajo sinérgico en equipo de toda la organización.

Los objetivos y las medidas del BSC son algo más que una colección de indicadores de actuación financiera, se derivan de un proceso vertical impulsado por el objetivo y la estrategia de la unidad de negocio. El BSC debe transformar el objetivo y la estrategia de una unidad de negocio en objetivos e indicadores tangibles. Los indicadores representan un equilibrio entre los indicadores externos para accionistas y clientes y los indicadores internos de los procesos críticos de negocios, innovación, formación y crecimiento. Los indicadores están equilibrados entre los indicadores de los resultados -los resultados de esfuerzos pasados - y los inductores que impulsan la actuación futura. El BSC está equilibrado entre las medidas objetivas y fácilmente cuantificadas de los resultados y las subjetivas, en cierto modo críticos, inductores de la actuación de los resultados.

Por lo antes expuesto, Kaplan y Norton (op. cit.) afirman que el BSC es la herramienta que permite ofrecer una visión completa de la organización, siendo el elemento esencial del sistema de información que sirve de apoyo al sistema de control de gestión en su misión de mejorar su nivel de competitividad en el

largo plazo, y caracterizado por la consecución de una serie de aspectos tales como:

- Conseguir la satisfacción y la lealtad de los clientes actuales, y la atracción de nuevos clientes de segmentos y áreas de mercados nuevos.
- La introducción de productos y servicios innovadores que vienen a satisfacer las necesidades de determinados clientes.
- Ofertar una serie de productos de alta calidad, con un bajo coste y con plazos de entrega más cortos.
- Mejora continua de las capacidades de proceso, calidad y tiempos de respuesta, a través de la movilización de las habilidades y la motivación de los empleados.
- Implementación de la tecnología, bases de datos y sistemas de información.

De acuerdo con Kaplan y Norton (2000), el BSC: "Debe reflejar la historia de la estrategia de una empresa y debe identificar de forma explícita la secuencia de las hipótesis sobre las relaciones causa-efecto entre los indicadores de resultados y los inductores de dichos resultados. Cada uno de los indicadores seleccionados para un BSC debe formar parte de una cadena de relaciones causa- efecto que comunica el sentido de la estrategia de la unidad a toda la organización".

El BSC traduce la estrategia y la misión de una organización en un amplio conjunto de medidas de actuación, que proporcionan la estructura necesaria para un sistema de gestión y medición estratégica. Desde el instante que el sistema de indicadores se erige en un elemento de apoyo indiscutible en el proceso de toma de decisiones, estaremos hablando de un verdadero sistema de gestión.

Además, proporciona a los directivos el conjunto de instrumentos que necesitan para navegar hacia un éxito competitivo futuro, puesto que les permitirá medir la forma en que sus unidades de negocio crean valor para sus clientes presentes y futuros, y la forma en que deben potenciar las capacidades internas y las inversiones en personal, sistemas y procedimientos que son necesarios para mejorar su actuación futura.

## **2.2.1. Las perspectivas del BALANCED SCORECARD**

El BSC ofrece un método más estructurado de selección de indicadores y esto le concede más versatilidad dentro de la gestión de la organización. Con esta herramienta se integran tanto el aspecto gerencial estratégico, como la evaluación del desempeño, basándose en cuatro perspectivas básicas (múltiples dimensiones que se plantean para analizar el desempeño del negocio). Estas perspectivas fueron diseñadas por Kaplan y Norton, ellas son:

### **2.2.1.1. Perspectiva Financiera**

El BSC retiene la perspectiva financiera, ya que los indicadores financieros son valiosos para resumir las consecuencias económicas, fácilmente mensurables, de acciones que ya se han realizado. Las medidas de actuación financiera indican si la estrategia de una empresa, su puesta en práctica y ejecución, están contribuyendo a la mejora en un mínimo aceptable. Se deben mostrar los resultados de las decisiones estratégicas tomadas en las otras perspectivas al tiempo que establece varias de las metas a largo plazo y una gran parte de las reglas y premisas de procedimiento generales para las demás perspectivas.

Aquí se encuentran muchos de los instrumentos tradicionales del control de gestión en forma de indicadores financieros que acostumbran a relacionarse con la rentabilidad, medida por ejemplo, por los ingresos de explotación, los **rendimientos del capital empleado**, por el valor añadido económico, entre otros. Otros objetivos financieros pueden ser el crecimiento de las ventas o la generación del flujo de caja.

### **2.2.1.2. Perspectiva de Cliente**

Los directivos identifican los segmentos de clientes y de mercado en los que competirá la unidad de negocio, y las medidas de la actuación de la unidad de negocio en esos segmentos seleccionados. Esta perspectiva describe cómo se crea valor para los clientes, cómo se **satisface esta demanda** y porqué el cliente acepta pagar por ello.

### **2.2.1.3. Perspectiva de Procesos Internos**

Los ejecutivos identifican los procesos críticos internos en los que la organización debe ser excelente. Estos procesos permiten a la unidad de negocio:

- Entregar las propuestas de valor que atraerán y retendrán a los clientes de los segmentos de mercado seleccionados.
- Satisfacer las expectativas de excelentes rendimientos financieros de los accionistas.
- ¿Cuáles son los procesos que generan las formas adecuadas de valor para los clientes y logran satisfacer también las expectativas de los accionistas?
- Primero se tiene que identificar los procesos de la empresa en un nivel general. El modelo llamado "Cadena de Valor" de Poder (1989), es útil para este propósito. El mismo describe todos los procesos de una empresa, desde el análisis de las necesidades del cliente hasta la entrega del producto o servicio. Dichos procesos son analizados con mayor detalle, con el propósito de separar todos aquellos que no crean valor para el cliente, ni directa, ni indirectamente.

Algunos de los procesos más importantes a describir y analizar son los que tendrán el mayor impacto en la satisfacción del cliente y los que afectan directamente a su fidelidad. Ejemplos de estos últimos son los procesos de producción y entrega, así como los relacionados con servicios. También son importantes los procesos de desarrollo del producto y su relación con las necesidades del cliente. El análisis de los procesos internos incluye frecuentemente la identificación de recursos y capacidades que la propia empresa necesita mejorar.

#### **2.2.1.4. Perspectiva de Formación y Crecimiento (Aprendizaje)**

La perspectiva de formación y crecimiento tiene que ver con la infraestructura que la empresa debe construir. En esta perspectiva la empresa debe considerar no sólo lo que tiene que hacer para mantener y desarrollar el know-how necesario para comprender y satisfacer las necesidades de los clientes, sino también de qué modo puede apoyar a la cadena de valor, el término valor se refiere a determinadas características que significan, en ese producto particular, un elemento diferenciados positivo desde el punto de vista del cliente al cual está dirigido.

### **2.3. DEFINICIONES DE TÉRMINOS BÁSICOS**

A continuación definimos algunos términos utilizados frecuentemente en el informe:

- **Ley de Concesiones Eléctricas.-** Establece las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.
- **Mercado eléctrico.-** Se analiza la evolución de la oferta y la demanda, y los agentes que las componen; se señala cómo han ido cambiado las tecnologías de generación, transmisión y distribución eléctrica en el país.

- **Actividades del Mercado Eléctrico.-** Referido a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.
- **Empresas Concesionarias.-** Referido a las empresas de generación, transmisión o distribución que tienen concesión para la actividad eléctrica y que atienden a clientes regulados.
- **Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos.-** emitida por el Ministerio de Energía y Minas, vigente desde el año 1997, establece las tolerancias de la calidad del servicio eléctrico a cargo de las Entidades del sector y designa a OSINERGMIN para la fiscalización de su cumplimiento a través de una Base Metodológica.
- **La Ley de Electrificación Rural.-** La presente Ley tiene por objeto establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.
- **Localidades Aisladas.-** Se entiende por territorio aislado aquel con bajo nivel de accesibilidad, con escasa población y alta dispersión de ésta, baja presencia y cobertura de servicios básicos y públicos, y que, a consecuencia de estos factores.
- **Plan nacional de electrificación rural (PNER).-** Consolida los Planes de Desarrollo Regional y Local concertados, los programas de expansión de las empresas concesionarias de distribución eléctrica, las iniciativas privadas y los programas o proyectos a desarrollarse por el Gobierno Nacional; por lo tanto no es sólo un listado de proyectos sino que contiene una priorización, valuación y organicidad que responde a criterios técnicos de evaluación de proyectos sociales, y de políticas nacionales, regionales y locales.

- **MINEM.-** Es el Ministerio del Poder Ejecutivo encargado del sector energético y minero del Perú. A su vez, coordina para la igual distribución de la energía en la nación.
- **NTCSE.-** Norma técnica de calidad de servicios eléctricos
- **OSINERGMIN.-** Es la institución pública que supervisa que las empresas formales eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad, y que las empresas mineras realicen sus actividades de manera segura
- **NTCSER.-** Norma técnica Calidad Sector de los Servicios Eléctricos Rurales.
- **GFE.-** Gerencia de Fiscalización Eléctrica. controla que el usuario final reciba un servicio eléctrico seguro, eficiente y confiable. Para este fin supervisa y fiscaliza a las empresas que prestan el servicio público de electricidad para que den cumplimiento a la normatividad vigente en lo concerniente a confiabilidad, seguridad, calidad del servicio eléctrico y protección al medio ambiente.
- **Acometida.-** Parte de la conexión, comprendida por los conductores instalados desde el empalme con la red de distribución secundaria hasta los bornes de entrada del medidor de energía.
- **Caja de Medición.-** Caja destinada a contener el equipo de medición y su respectiva protección
- **El sistema de suministro eléctrico.-** comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.
- **SEIN.-** Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

- **DGER.-** Dirección General De Electricidad Rural. La misión es Ampliar la frontera eléctrica nacional mediante la ejecución de planes y proyectos de electrificación de zonas rurales y localidades aisladas y de frontera en coordinación con los gobiernos regionales, gobiernos locales y entidades públicas y privadas involucradas en el proceso de electrificación y ser el elemento dinamizador del desarrollo rural integral.
- **DIA.-** Declaración de Impacto Ambiental es un documento oficial en el cual se recoge el resultado de una evaluación de impacto ambiental y de sus alegaciones.
- **Benchmarking.-** Es una herramienta destinada a lograr comportamientos competitivos (eficientes) en la oferta de los mercados monopolísticos, consistente en la comparación del desempeño de las empresas, a través de la métrica por variables, indicadores y coeficientes
- **GART.-** La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin calcula y propone las tarifas al Consejo Directivo del organismo regulador para su aprobación.
- **SAIFI.-** Frecuencia media de interrupciones por cliente, por año
- **SAIDI.-** Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año.
- **Cliente Regulado.-** Es aquel cliente que cuenta con una tarifa eléctrica regulada, un cliente puede ser regulado o libre de acuerdo al siguiente criterio establecido en la normativa:
  - Si su demanda máxima es igual o menor a 250kW, es un cliente regulado.
  - Si su demanda máxima se encuentra entre 250kW y 2500kW el cliente puede optar libremente si es regulado o libre.
  - Si su demanda máxima es superior a los 2500kW, es un cliente libre.

- **Base Metodológica.-** Es un documento que describe los principios conceptuales y procedimientos para la estructuración de la Base de Datos, transferencia de información, ejecución de campañas de medición y reporte de resultados al OSINEGRMIN por parte de las empresas concesionarias.
- **Procedimiento de Supervisión.-** Es un documento que establece los criterios para la supervisión de la normativa de calidad, generalmente en este documento se establecen indicadores de supervisión cuyas trasgresiones por parte de las empresas concesionarias son causales de sanción.
- **Sector de Distribución típico (SDT).-** Es una calificación que establece el MEM de acuerdo a ciertas características de los sistemas eléctricos, El Osinergmin a través de la GART es la encargada de clasificar a los sistemas eléctricos de acuerdo a los SDT establecidos. En la actualidad existen 7 SDT.
  - SDT 1 "Urbana de Alta densidad"
  - SDT 2 "Urbana de media densidad"
  - SDT 3 "Urbana de baja densidad"
  - SDT 4 "Urbana – Rural"
  - SDT 5 "Rural de media densidad "
  - SDT 6 "Rural de baja densidad"
  - SDT E "Especial"
  - SDT SER "Sistemas eléctricos rurales calificados según Ley General de Electrificación Rural"
- **Usuarios Urbanos.-** Son aquellos usuarios comprendidos en sistemas eléctricos con SDT 1, 2 y 3.
- **Usuarios Rurales.-** Son aquellos usuarios comprendidos en sistemas eléctricos con SDT 4, 5, 6, E y SER.
- **Base Metodológica Rural (BMR).-** Es un documento que describe los principios conceptuales y procedimientos para la estructuración de la Base de Datos, transferencia de información, ejecución de campañas de medición y reporte de resultados al OSINEGRMIN.

### III. VARIABLES E HIPÓTESIS

#### 3.1. Variables de la Investigación

De acuerdo a la hipótesis planteada, se estableció la relación de las variables de la investigación, las cuales son:

Variable X = Indicadores de calidad establecidos en la NTCSEER.

Variable Y = Indicadores de cumplimiento de la NTCSEER.

Variable Z = Procedimiento de supervisión de la NTCSEER para mejorar la calidad del servicio eléctrico.

#### 3.2. Operacionalización de Variables

Establecido las variables de la investigación, se consideraron los indicadores, que se muestran en la tabla siguiente:

##### 3.2.1 Variable X = Indicadores de calidad establecidos en la NTCSEER

Tabla N° 09 Indicadores de calidad de tensión

Item	Nombre del Indicador	Formulación del Indicador	Variable
1	$\Delta V_k$ : Variación de Tensión	$\Delta V_k(\%) = \frac{(V_k - V_N)}{V_N} * 100\%$	X <sub>1</sub>
2	<b>NIC</b> : Número de interrupciones promedio por cliente	$NIC = \frac{\sum C_i}{C_T}$	X <sub>2</sub>
3	<b>DIC</b> : Duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente	$DIC = \frac{\sum(C_i * d_i * K_i)}{C_T}$	X <sub>3</sub>
4	<b>N por alimentador MT</b> : Número total de Interrupciones originadas fuera de la SER por alimentador MT	Cuantas interrupciones por alimentador MT por SER.	X <sub>4</sub>

5	<b>D por alimentador MT:</b> Duración total ponderada de Interrupciones originadas fuera de la SER por alimentador MT	Cuenta Duración de Interrupciones por alimentador MT por SER.	X <sub>5</sub>
6	<b>Sd (%):</b> Porcentaje de Suministros con deficiencias en el sistema de medición	$S_d (\%) = [N_d/N_C]*100\%$	X <sub>6</sub>
7	<b>n (%):</b> Índice de Lámparas Apagadas	$n(\%) = [n/N_L]*100\%$	X <sub>7</sub>

### 3.2.2 Variable Y = indicadores de cumplimiento de la NTCSE

**Tabla N° 10 Indicadores de cumplimiento de la NTCSE**

Ítem	Nombre del Indicador	Formulación del Indicador	Variable
1	<b>CCTR:</b> Cumplimiento del control de la calidad de tensión	CCTR: El indicador considera el cumplimiento de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Número de Mediciones Tensión</li> <li>- Cálculo de Indicadores</li> <li>- Pago de Compensaciones</li> <li>- Entrega de Información requerida</li> <li>- Supervisión de Campo</li> </ul>	Y <sub>1</sub>
2	<b>CCSR:</b> Cumplimiento del control de la calidad de Suministro	CCSR: El indicador considera el cumplimiento de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Registro de Interrupciones</li> <li>- Cálculo de Indicadores</li> <li>- Pago de compensaciones</li> </ul>	Y <sub>2</sub>
3	<b>CCCR:</b> Cumplimiento del control de la calidad de Comercial	CCSR: El indicador considera el cumplimiento de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Número de Contrastes</li> <li>- Cálculo de Indicador</li> <li>- Entrega de Información requerida</li> <li>- Pago de compensaciones</li> </ul>	Y <sub>3</sub>
4	<b>CCAR:</b> Control de la calidad de Alumbrado Público	CCSR: El indicador considera la cantidad de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Reclamos por AP</li> <li>- Cálculo de Indicador</li> <li>- Pago de compensaciones</li> </ul>	Y <sub>4</sub>

### 3.2.3 Variable Z Procedimiento de supervisión de la NTCSER para mejorar la calidad del servicio eléctrico

Tabla N° 11 Indicadores de procedimiento de supervisión de la NTCSER

Ítem	Nombres del Indicador	Formulación del Indicador	Variable
1	Número de Informes de Supervisión cumplimiento de la NTCSER	- Cantidad de informes por semestre	Z <sub>1</sub>
2	Número de Informes Técnicos de Inicio Sancionador	- Cantidad de informes por semestre	Z <sub>2</sub>
3	Identificación de las SED o Suministros MT con mala calidad de tensión con altos indicadores de variación de tensión y/o prolongadas.	- MAX [Variación de Tensión]	Z <sub>3</sub>
4	Identificación de los SER con mala calidad de Suministros con altos indicadores NIC, DIC, N por alimentador y D por alimentador.	- MAX [NIC, DIC, N,D]	Z <sub>4</sub>
5	Tabla estadísticas de los aspecto de calidad comercial y Alumbrado Público	- Cuadros Estadísticos	Z <sub>5</sub>

### 3.3. Hipótesis general

La elaboración del procedimiento de supervisión de la NTCSER y su BMR, a través de los indicadores de la NTCSER, indicadores de cumplimiento e indicadores de gestión de la supervisión y con la ayuda del Cuadro de Mando Integral, nos permitirá monitorear la calidad del servicio eléctrico en el sector rural y esto conllevará a la mejora de la calidad en el sector rural.

## IV. METODOLOGÍA

### 4.1. Tipo de Investigación

El Tipo de investigación es aplicada, debido a que se tomará en consideración los indicadores ya establecidos en la NTCSER y que se aplican para el control

de la calidad del servicio actualmente en el país, asimismo se formularán indicadores de cumplimiento de la NTCSER, las cuales serán complementadas con indicadores de gestión de la supervisión, pero que no incluirán en el procedimiento de supervisión de la NTCSER y su BMR, ya que estos serán de uso interno para Organismo.

## **4.2. Diseño de la Investigación**

El diseño de la investigación está orientada a la mejora de la calidad del servicio eléctrico rural mediante un procedimiento de supervisión de la NTCSER, que permita monitorear el estado de la calidad rural en periodos semestrales, en este sentido el diseño de esta investigación vendría a ser del tipo cuantitativo y longitudinal ya que los indicadores dependientes requieren de una análisis previo de varios indicadores y veremos las tendencias en el tiempo estimado.

## **4.3. Población y Muestra**

**4.3.1 Población.-** La población total se divide en los siguientes sub poblaciones:

### **4.3.1.1 Población Calidad de Tensión.-**

Todas las subestaciones de distribución que atiendan a clientes rurales comprendidos en los SDT 4, 5, 6 y SER.

Todos los clientes MT que se encuentren comprendidos en el SDT 4, 5, 6 y SER.

**4.3.1.2 Población Calidad de Suministro.-** Todos los sistemas eléctricos comprendidos en los SDT 4, 5, 6 y SER.

### **4.3.1.3 Población Calidad Comercial.-**

- Para la precisión de la medida.- Todos los medidores de energía eléctrica de clientes regulados de los SDT 4, 5, 6 y SER.

- **Atención al cliente.-** Clientes con reclamos o quejas u otro similar atendidos fuera de los plazos establecidos.
- **Medios a disposición del cliente.-** Todos los clientes regulados del sector rural.

**4.3.2 Muestra:** La muestra a utilizar se encuentra dividida bajo dos criterios: La muestra establecida por la NTCSER y la que será determinada para la muestra los indicadores de cumplimiento de la NTCSER.

#### **4.3.2.1 Muestra establecida en la NTCSER**

- **Muestra 1.-** Calidad de Tensión, comprende el 25% de las subestaciones de distribución que atienden a clientes de baja tensión rurales.
- **Muestra 2.-** Calidad de Tensión, comprende el 10% de los clientes MT rurales.
- **Muestra 3.-** Calidad Comercial, el 1% de los medidores de energía eléctrica estratificados por Marca, Tarifa y antigüedad.

#### **4.3.2.2 Muestra para los indicadores de cumplimiento**

- **Calidad de Tensión.-** Será obtenido a través del muestreo proporcional, donde la población comprenderá el total de subestaciones de distribución rurales y clientes MT rurales.
- **Calidad de Suministro.-** Este comprenderá un porcentaje de acuerdo a la cantidad de sistemas eléctricos de cada empresa, cantidad de clientes y calidad de información de la empresa, es decir, la muestra será estratificada.
- **Calidad Comercial.-** Será obtenido a través del muestreo proporcional, donde la población comprenderá el total de medidores contrastados.

#### **4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

La recolección de datos será a través del *Sistema Informático para la Recolección y Validación de la Información del sector Rural "SIRVAN RURAL"*.

Para el análisis de la información se utilizará la herramienta conocida como Cuadro de Mando Integral que permitirá manejar adecuadamente estos indicadores, para este trabajo no se incluirán los indicadores financieros, solo utilizaremos de esta herramienta su sistema de semaforización.

Las etapas de la investigación comprenderán:

- Procesamiento de información de los periodos de control de la NTCSE, de los semestres 2013-2, 2014-1 y 2014-2, para identificar nuestros indicadores de cumplimiento.
- Benchmarking de los temas relacionados al control de la calidad eléctrico en los sectores rurales con los países de Argentina, Brasil y España para retroalimentar la investigación con las mejores prácticas.
- Elaboración del cuadro de Mando Integral con los indicadores del procedimiento.
- Análisis de las tendencias de la calidad del sector rural, identificación de problemas, verificación de la información de las empresas y sinceramiento de los indicadores de calidad.

#### **4.5. Procesamiento Estadístico y Análisis de datos**

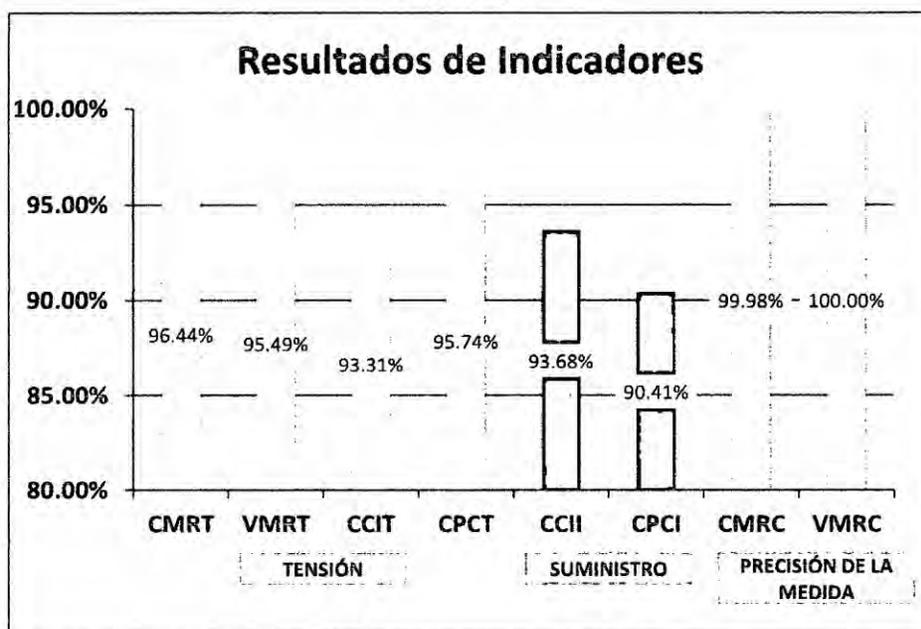
El procedimiento estadístico comprenderá en el procesamiento de toda la información entregada por las empresas concesionarias, para su verificación y consolidación de cálculo de indicadores (que calculen bien los indicadores de calidad las empresas), para esto se utilizará la información reportadas por ellos de los semestres de control de la norma 2012-2, 2013 -1 y 2013-2.

Logrado esto se evaluará e identificará los casos críticos y se tomarán en consideración para ver su performance en el tiempo (por lo menos hasta el 2014-2), las tendencias de la calidad de tensión, calidad de suministro, calidad comercial y calidad de Alumbrado Público, iniciado la supervisión de campo tendrán un sinceramiento de los indicadores. Se estima, que la mejora será percibida por el cliente rural a partir del 2014-2.

## V. RESULTADOS

1. Al periodo 2014, en general para las empresas distribuidoras el promedio de grado de cumplimiento de la NTCSE, de los indicadores está por encima del 92%, este resultado evidencia el grado de madurez de la supervisión de la NTCSE.

Gráfica 2



La efectividad de la supervisión asegura que el monto de compensación sea el correcto. En las gráficas se observa una tendencia creciente de los montos de compensación de las empresas distribuidoras por mala calidad del producto y suministro.

2. En calidad de tensión: Los pagos por compensación del periodo 2014 fueron por un monto de 2 389 000 dólares americanos (US\$).

**Gráfica 3**



3. En calidad de suministro: Los pagos por compensación del periodo 2014 fueron por un monto de 8 200 000 dólares americanos (US\$).

**Gráfica 4**



4. Propuesta de modificación de la NTCSE En base a los resultados de la supervisión de la NTCSE y estudios realizados con consultores independientes, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica presentó en el 2011 una propuesta formal al MINEN para una modificación integral a la NTCSE que asegure una mejora en la calidad del servicio.
5. Obtenemos que los principales Indicadores de cumplimiento del Procedimiento de Supervisión evalúa el cumplimiento de la NTCSE en base a 18 indicadores, los principales indicadores son los siguientes:

**Tabla N° 12 Principales Indicadores de cumplimiento del Procedimiento de Supervisión**

ITEM	ASPECTO	INDICADOR SUPERVISADO	VALOR LÍMITE
1	Tensión	CMRT: Cumplimiento de la cantidad de mediciones de tensión requeridos por la NTCSE.	100%
2	Tensión	VMRT: Veracidad de las mediciones reportadas de tensión.	100%
3	Tensión	CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y montos de compensaciones por calidad de tensión	98%
4	Tensión	CPCT: Cumplimiento del pago de compensaciones por mala calidad de tensión.	100%
5	Interrupción	CCII: Correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones.	98%
6	Interrupción	CPCI: Cumplimiento del pago de compensaciones por mala calidad de suministro.	100%
7	Contraste	CMRC: Cumplimiento de la cantidad de contrastes requeridas por la NTCSE.	100%
8	Contraste	VMRC: Veracidad de las mediciones reportadas de contraste.	100%

## VI. CONCLUSIONES

1. La implementación de los proyectos de electrificación rural, así como la operación y mantenimiento de los Servicios Eléctricos Rurales, presentan deficiencias cuyas subsanaciones requieren de una atención preferente, puesto que la falta de atención oportuna a los requerimientos de electrificación, así como de una mala calidad del servicio de energía eléctrica, originan descontento y frecuentes reclamos que estamos obligados a atender y corregir, para satisfacer una de las necesidades básicas de la población, como es el derecho del acceso al servicio público de electricidad en condiciones óptimas.
2. La estructura tarifaria actual y las condiciones imperantes, origina que en contraste, en las zonas urbanas donde existe mayor capacidad adquisitiva, los usuarios del servicio de energía eléctrica tienen precios regulados y una mejor calidad del servicio, en tanto que en las zonas rurales los pobladores, mayormente de escasos recursos, pagan precios por la energía más altos, con una baja calidad del suministro eléctrico y desatención de sus reclamos por parte de los Operadores, lo que origina descontento y frustración en estos usuarios.
3. Es necesario establecer correcciones en el corto plazo e implementar a mediano plazo una nueva modalidad de atención del servicio a la población rural que promueva la constitución de empresas que se encarguen a nivel nacional de los Sistemas Eléctricos Rurales, para evitar que entidades sin mayores recursos económicos y técnicos, como Municipalidades y pequeñas empresas locales, sigan prestando un servicio deficiente a la población de un recurso tan importante, como es la energía eléctrica.
4. Los contratos de Administración suscritos por ADINELSA y los concesionarios deberían establecer responsabilidades respecto a la subsanación de

deficiencias detectadas por OSINERGMIN durante la supervisión de las instalaciones eléctricas.

5. Existen muchas instalaciones eléctricas rurales con medición en bloque y provisionales, que han excedido largamente el periodo de un año en esa condición.

## **VII. RECOMENDACIONES**

1. Se requiere el establecimiento de normas complementarias y procedimientos específicos y recursos necesarios, para el desarrollo sostenido de la electrificación rural.
2. Estudiar la posibilidad de modificar la actual Ley de Concesiones Eléctricas para ampliar las áreas de responsabilidad de las concesionarias más allá de las actuales zonas de concesión, y delimitarlas por áreas geográficas a determinarse, como lo establecía la derogada Ley General de Electricidad N° 23406. En este escenario, las Empresas Concesionarias de distribución estarían obligadas a atender todos los requerimientos de electrificación, operación y mantenimiento de todos los Sistemas Eléctricos Rurales.
3. Otra alternativa sería modificar los alcances del artículo 30° de la Ley de Concesiones Eléctricas y los artículos 60° y 61° de su Reglamento, de tal manera que sea una obligación de las Empresas Concesionarias la ampliación de sus zonas de concesión cada dos (2) años, e incorporar así a su administración las áreas geográficas ocupadas por habilitaciones, centros urbanos y centros rurales que cuentan con electrificaciones definitivas o provisionales.
4. Se necesita, elaborar una norma de procedimientos para la elaboración de proyectos y la ejecución de obras de electrificación rural a cargo de terceros. Dicha norma deberá hacer referencia al uso obligatorio, a nivel nacional, de las normas técnicas de electrificación rural emitidas por la DGE y que defina

los plazos de atención de los expedientes de solicitud de electrificación, por parte de la concesionaria.

5. Se requiere elaborar el reglamento de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos rurales para su aplicación por etapas.
6. Se debe actualizar y difundir a las concesionarias, a los Gobiernos Regionales y Municipalidades, etc. las normas técnicas de electrificación rural, para su uso obligatorio en las nuevas electrificaciones.
7. Se debe elaborar un Reglamento de Manejo Ambiental específico para la electrificación rural, en el cual se gradúen las exigencias y los compromisos en función del tamaño y complejidad de los proyectos eléctricos. En esta norma se debería considerar que las actividades de electrificación rural en sus fases de construcción, funcionamiento, mantenimiento y abandono, estén sujetas a la previa aprobación de un Estudio de Impacto Ambiental Semi Detallado o Declaración de Impacto Ambiental DIA, según corresponda, a los daños potenciales que pudieran causar y a la magnitud o importancia de la operación.
8. Evaluar la factibilidad técnica y económica de exonerar el pago del consumo de alumbrado público a las localidades electrificadas que no cuentan con instalaciones de alumbrado público. (En las concesiones de Electro Sur Este y Electro Puno ya existen localidades exoneradas del referido pago).
9. Orientar el Plan de Electrificación Rural a la electrificación de las localidades que cuenten con proyectos complementarios de desarrollo, tales como: vías de acceso, asistencia social, producción agrícola, ganadera, minera, etc.; de tal manera que exija un uso intensivo y productivo de la energía eléctrica, que a su vez posibilite ingresos suficientes a la Operadora para cubrir los costos

de operación y mantenimiento, garantizando así el sostenimiento en el tiempo del Sistema Eléctrico Rural.

10. Definir claramente los roles de cada uno de los actores que participan en el proceso de Electrificación Rural:

- ✓ La DEP (DGER en el futuro) solo debería efectuar la planificación y elaboración del PNER, coordinando con los Gobiernos Regionales, Locales, Concesionarias de Distribución y otros entes que tengan relación con el sector rural. Asimismo debería gestionar los fondos necesarios para concretar los proyectos.
- ✓ Las Concesionarias de Distribución, deberían elaborar los estudios y ejecutar los proyectos de electrificación rural, así mismo la responsabilidad de la operación y mantenimiento de la infraestructura.
- ✓ Buscar la participación de la inversión privada mediante incentivos a la concesión de distribución eléctrica rural, para lo cual debe adecuarse el marco legal.

11. Para el caso de los sistemas aislados se debe lograr la participación de las empresas Concesionarias de Distribución en:

- ✓ Elaboración de Planes de inversión en líneas de sub-transmisión para interconectar los sistemas aislados, en coordinación con los gobiernos regionales y MEM. Este último priorizaría el carné de inversiones a nivel nacional.
- ✓ Las instalaciones de Transmisión, que se requieran en el futuro para interconectar los sistemas aislados al SEIN, deberían ser construidas por las Empresas de Transmisión con el apoyo financiero del MEM y Gobiernos Regionales.

### VIII. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

TITULO: INDICADORES DE GESTIÓN EN LA SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO EN ZONAS RURALES																																					
ITM	ACTIVIDADES	MES 2014/2015	DIAS																																		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31				
1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	AGOSTO			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X																					
2	ELABORACION DEL MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL DE REFERENCIA	AGOSTO															X																				
3	FORMULACIÓN Y OPERACIONALIZACION DE LA HIPOTESIS	SEPTIEMBRE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X																					
4	DISEÑO MUESTRAL Y ESTRATEGIA DE LA HIPOTESIS	OCTUBRE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X																					
5	RECOLECCION DE INFORMACION MUESTRAL	OCTUBRE															X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
6	RECOLECCION DE INFORMACION EMPIRICA	NOVIEMBRE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X																					
7	DISEÑO INSTRUMENTAL PARA EL TAMAÑO DE LA MUESTRA	NOVIEMBRE									X	X	X	X	X	X																					
8	PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION	DICIEMBRE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
9	CONSTRASTACION DE RESULTADOS DE INVESTIGACION	ENERO	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
10	REDACCION DEL TRABAJO E INFORME FINAL	FEBRERO			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
11	PRESENTACION DE LOS RESULTADOS Y SUSTENTACION	MARZO	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	

## IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Decreto Supremo N° 020-97-EM "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" (NTCSE) y sus modificaciones D.S. N° 009-99-EM; D.S. N° 013-2000-EM; D.S. N° 040-2001-EM, D.S. N° 004-2006-EM, D.S. 026-2006-EM, Decreto de Urgencia N° 046-2007-EM, D.S. 001-2008-EM, D.S. 002-2008-EM, D.S. 007-2008-EM y D.S. N° 057-2010-EM.
2. Resolución OSINERGMIN 616-2008-OS/CD "Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos".
3. Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales" (NTCSER).
4. Resolución Osinergmin N° 046-2009-OS/CD "Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales".
5. Resolución Osinergmin N° 205-2009-OS/CD "Reglamento de Supervisión de Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN".
6. Alberto M. Ballvé, "Los cuadros de mando como sistemas interactivos% Escuela de Dirección de Empresas. Buenos Aires.
7. Jesús R. González P., "Modelo gerencial de control de gestión de proyectos de ingeniería a partir del Balanced Scorecard: aplicado a una organización de ingeniería y proyectos de PDVSA", Tesis para optar el grado académico de Magister en Gerencia de las Finanzas y los Negocios, junio 2009.
8. Organismo Supervisor de la inversión en Energía y Minería " Postulación al Premio Nacional de la Calidad 2010", mayo 2010.

## **ANEXOS**

**ANEXO 01**

**MATRIZ DE CONSISTENCIA**

Matriz de Consistencia

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOS
<p><b>General</b></p> <p>¿Existe un procedimiento de supervisión de la NTCSEER y su BMR?</p> <p><b>Específico</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Control de la calidad de Producto</li> <li>▪ Control de Calidad Suministro.</li> <li>▪ Control de Calidad del Servicio Comercial.</li> </ul>	<p><b>General</b></p> <p>Elaborar el procedimiento de supervisión de la NTCSEER y su BMR e implementar a través de los indicadores de este procedimiento, un cuadro mando integral que le permite monitorear calidad servicio eléctrico y que esto a la vez le conllevará a mejorar la calidad del servicio eléctrico rural</p> <p><b>Específicos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejorar la supervisión de la calidad de producto tanto en clientes de BT y MT.</li> <li>• Identificar semestralmente las</li> </ul>	<p>La elaboración del procedimiento de supervisión de la NTCSEER y su BMR, a través de los indicadores de la NTCSEER, cumplimiento de indicadores de gestión de la supervisión y con la ayuda del Cuadro Mando Integral, nos permitirá monitorear la calidad del servicio eléctrico en el sector rural y esto conllevará a la mejora de la calidad en el sector rural.</p>	<p><b>Variable X:</b> Indicadores de calidad establecidos en la NTCSEER.</p> <p><b>Variable X<sub>1</sub>:</b> Calidad de tensión <math>\Delta V_k</math>: Variación de Tensión</p> <p><b>Variable X<sub>2</sub>:</b> Calidad de Suministro <b>NIC:</b> Número de interrupciones promedio por cliente</p> <p><b>Variable X<sub>3</sub>:</b> Calidad de Suministro <b>DIC:</b> Duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente</p>	<p><b>General</b></p> <p>Recolección de información sobre los registros de las mediciones de tensión, registro de interrupciones, registro del servicio comercial y alumbrado Público para el desarrollo del algoritmo de procesamiento y automatización para el cálculo de indicadores y montos de compensación.</p> <p><b>Específico</b></p> <p>Diagramas de evolución (estadísticos), y monitoreo a través de un cuadro de mando integral, a través de un software de gestión.</p>

	<p>subestaciones o clientes MT con severa o prolongada mala calidad de tensión el tiempo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Identificar los sistemas eléctricos rurales críticos; es decir, con altos indicadores de NIC, DIC, N por alimentador MT y D por alimentador MT.</li> <li>Mejorar la supervisión de la calidad comercial referido a la precisión de la medida.</li> <li>Mejorar el procesamiento de información para el cálculo de indicadores y montos de compensación referida a la calidad de producto, calidad suministro, calidad comercial (se refiere a la precisión de la</li> </ul>		<p><b>Variable X<sub>4</sub>:</b>  <b>Calidad de Suministro</b>  - N por alimentador MT</p> <p><b>Variable X<sub>5</sub>:</b>  <b>Calidad de Suministro</b>  - D por alimentador MT</p> <p><b>Variable X<sub>6</sub>:</b>  <b>Calidad de Comercial</b>  Sd (%): Porcentaje de Suministros con deficiencias en el sistema de medición.</p> <p><b>Variable X<sub>7</sub>:</b>  <b>Alumbrado Público</b>  n (%): Índice de Lámparas Apagadas.</p> <p><b>Variable Y:</b>  Indicadores de cumplimiento de la NTCSE.</p> <p><b>Variable Y<sub>1</sub>: CCTR</b>  Cumplimiento del control de la calidad de tensión.</p> <p><b>Variable Y<sub>2</sub>: CCSR</b>  Cumplimiento del control</p>	
--	--	--	--	--

	medida) y calidad de alumbrado público.		de la calidad de Suministro.  <b>Variable Y<sub>3</sub>: CCCR</b> Cumplimiento del control de la calidad de Comercial  <b>Variable Y<sub>4</sub>: CCAR</b> Control de la calidad de Alumbrado Público  <b>Variable Z:</b> Procedimiento de supervisión de la NTCSEER para mejorar la calidad del servicio eléctrico.  <b>Variable Z<sub>1</sub>:</b> Número de Informes de Supervisión cumplimiento de la NTCSEER  <b>Variable Z<sub>2</sub>:</b> Número de Informes Técnicos de Inicio Sancionador  <b>Variable Z<sub>3</sub>:</b> Identificación de las SED o Suministros MT con	
--	---	--	--	--

			<p>mala calidad de tensión con altos indicadores de variación de tensión y/o prolongadas.</p> <p><b>Variable Z<sub>4</sub>:</b> Identificación de los SER con mala calidad de Suministros con altos indicadores NIC, DIC, N por alimentador y D por alimentador.</p> <p><b>Variable Z<sub>5</sub>:</b> Tabla estadística de los aspectos de calidad comercial y Alumbrado Público.</p>	
--	--	--	--	--

**Anexo 02**

**Resolución Directoral N° 154-2012-EM-DGE**

**ESTABLECEN SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS PARA EL PERIODO  
NOVIEMBRE 2013 – OCTUBRE 2017 Y OTRAS DISPOSICIONES PARA LA  
REGULACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**Establecen Sectores de Distribución Típicos para el periodo noviembre 2013 - octubre 2017 y otras disposiciones para la regulación de tarifas de distribución eléctrica**

**RESOLUCIÓN DIRECTORAL  
N° 154-2012-EM/DGE**

Lima, 6 de julio de 2012

VISTO:

El Oficio N° 030-2012-OS-PRES/GART, remitido por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), proponiendo los Sectores de Distribución Típicos, la aprobación de los Procedimientos para la Clasificación de los Sistemas de Distribución Eléctrica y el Cálculo de los Factores de Ponderación del Valor Agregado de Distribución (VAD) para la Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo noviembre 2013 - octubre 2017;

CONSIDERANDO:

Que, conforme al Artículo 66° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, el Valor Agregado de Distribución (VAD) se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas a propuesta de OSINERGMIN, de acuerdo al procedimiento fijado en el Reglamento;

Que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 145° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, el OSINERGMIN ha determinado las características de los Sistemas Eléctricos y el procedimiento de clasificación en Sectores de Distribución Típicos, así como los factores de ponderación a emplearse para la fijación tarifaria del periodo noviembre 2013 - octubre 2017, proponiendo su aprobación a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas;

Que, el Artículo 3° de la Ley General de Electrificación Rural (LGER) establece que los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas;

Que, asimismo de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 27° del Reglamento de la LGER, el OSINERGMIN clasificará los SER de acuerdo a la metodología aprobada por la DGE del Ministerio del Energía y Minas.

Que, la propuesta presentada por el OSINERGMIN ha sido determinada mediante consultoría, de conformidad con lo establecido en el artículo 145° del Reglamento;

Estando a lo dispuesto en el artículo 145° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y en ejercicio de la función a que se refiere el inciso u) del artículo 64° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 031-2007-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Establézcase los siguientes Sectores de Distribución Típicos para el periodo noviembre 2013 - octubre 2017:

- Sector de Distribución Típico 1: Urbano de Alta Densidad
- Sector de Distribución Típico 2: Urbano de Media Densidad
- Sector de Distribución Típico 3: Urbano de Baja Densidad
- Sector de Distribución Típico 4: Urbano Rural
- Sector de Distribución Típico 5: Rural de Media Densidad

- Sector de Distribución Típico 6: Rural de Baja Densidad
- Sector de Distribución Típico SER: Sistemas Eléctricos Rurales calificados según la Ley General de Electrificación Rural
- Sector de Distribución Típico Especial: Coelvisac (Villacuri)

Artículo 2°.- Los sistemas de distribución eléctrica Lima Norte y Lima Sur, se clasificarán como pertenecientes al Sector de Distribución Típico 1.

Artículo 3°.- El sistema de distribución eléctrica Villacuri y otros nuevos sistemas similares, se clasificarán como pertenecientes a un Sector de Distribución Típico Especial, para lo cual se deberá realizar un estudio de costos del VAD.

Artículo 4°.- Los SER calificados por el Ministerio de Energía y Minas de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, se clasificarán como pertenecientes al Sector de Distribución Típico SER.

Artículo 5°.- La clasificación de los sistemas de distribución eléctrica distintos a los sistemas Lima Norte, Lima Sur, Villacuri y a los Sistemas Eléctricos Rurales, considerarán los siguientes indicadores:

- S1 :Costo medio anual referencial de la red de media tensión, expresado en \$/ MW.h - año; donde los \$/ corresponden a la anualidad del VNR adaptado de media tensión más sus respectivos costos anuales de operación y mantenimiento, obtenidos de la proporción del VNR de los estudios de costos del VAD, y los MW.h corresponde al consumo de energía anual en media y baja tensión.

$$S_1 = \frac{VNR_{MT} \cdot K^{\alpha} + OyM_{MT}}{MW.h_{(MT+BT)}}$$

VNR<sub>MT</sub> :VNR adaptado de cada sistema según cálculo vigente.

K<sup>α</sup> :0.124. (Coeficiente de determinación del costo anual).

OyM<sub>MT</sub> :Costos de Operación y Mantenimiento calculados con la proporción respecto al VNR resultante de los estudios de costos del VAD realizados.

MW.h<sub>(MT+BT)</sub> :Ventas anuales en MT y BT.

- S2 :Costo medio anual referencial de la red de baja tensión y las subestaciones de distribución, expresado en \$/ MW.h - año, donde los \$/ corresponden a la anualidad del VNR adaptado de baja tensión más sus respectivos costos anuales de operación y mantenimiento, obtenidos de la proporción del VNR de los estudios de costos del VAD, y los MW.h corresponde al consumo de energía anual en baja tensión.

$$S_2 = \frac{(VNR_{SED} + VNR_{BT}) K^{\alpha} + OyM_{BT}}{MW.h_{BT}}$$

VNR<sub>SED</sub> y VNR<sub>BT</sub> :VNR adaptados de las SED y red BT para cada sistema eléctrico según cálculo vigente.

OyM<sub>BT</sub> :Costos de Operación y Mantenimiento calculados con la proporción respecto al VNR resultante de los estudios de costos del VAD realizados.

MW.h<sub>BT</sub> :Ventas anuales de energía en BT.

- S3 :Incidencia de los cargos fijos de los clientes en baja tensión, expresado en \$/ MW.h - año.

donde los  $S_i$  corresponden a los ingresos anuales por cargo fijo, obtenidos de acuerdo a los cargos fijos vigentes y el número de usuarios que atiende el sistema, y los  $MW.h$  corresponde al consumo de energía anual en baja tensión:

$$S_3 = \frac{ICF_{BT}}{MW.h_{BT}}$$

$ICF_{BT}$  : Ingreso anual por cargos fijos en BT. ( $Cu_{BT} \times N.Clientes$ ).

$Cu_{BT}$  : Cargo fijo unitario en BT.

$MW.h_{BT}$  : Ventas anuales de energía en BT.

La clasificación se efectuará siguiendo los pasos que se indican a continuación:

- Se calcularán los indicadores  $S_1$ ,  $S_2$  y  $S_3$ .
- Se calculará el indicador de clasificación utilizando la siguiente fórmula:

$$CAR = S_1 + S_2 + S_3$$

- De acuerdo a los resultados del indicador de clasificación (CAR), los sistemas se clasificarán según lo indicado en el siguiente cuadro:

Rango de CAR $S_i/MW.h.año$	Sector de Distribución Típico
$CAR \leq 168$	2
$168 < CAR \leq 280$	3
$280 < CAR \leq 448$	4
$448 < CAR \leq 700$	5
$CAR > 700$	6

**Artículo 6°.** - Los Factores de Ponderación a emplearse para el cálculo de los Valores Agregados de Distribución para cada concesión durante el periodo noviembre 2013 - octubre 2017, serán las ventas de energía de cada sistema eléctrico en MT y BT, según corresponda, durante el periodo anual inmediato anterior a la fecha de aplicación.

**Artículo 7°.** - El OSINERGMIN, conforme a lo señalado en el Artículo 152° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, con una anticipación de 15 días calendario de la entrada en vigencia del Valor Agregado de Distribución, clasificará a cada uno de los sistemas de distribución eléctrica y calculará los factores de ponderación de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 2°, 3°, 4°, 5° y 6° de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ROBERTO TAMAYO PEREYRA  
Director General  
Dirección General de Electricidad

812112-1

#### FE DE ERRATAS

#### RESOLUCIÓN SUPREMA N° 074-2012-EM

Mediante Oficio N° 622-2012-SCM-PR, la Secretaría del Consejo de Ministros solicita se publique Fe de Erratas de la Resolución Suprema N° 074-2012-EM, publicada en la edición del 8 de julio de 2012.

En la página 470234:

DICE:

\*Regístrese, comuníquese y publíquese.

OLLANTA HUMALA TASSO  
Presidente Constitucional de la República

JORGE MERINO TAFUR  
Ministro de Energía y Minas

LUIS MIGUEL CASTILLA RUBIO  
Ministro de Economía y Finanzas

DEBE DECIR:

\*Regístrese, comuníquese y publíquese.

OLLANTA HUMALA TASSO  
Presidente Constitucional de la República

JORGE MERINO TAFUR  
Ministro de Energía y Minas y encargado del  
Despacho del Ministerio de Economía y Finanzas

812137-1

## MUJER Y POBLACIONES VULNERABLES

### Dan por concluida designación de Directora de la Dirección de Derechos y Ciudadanía de las Mujeres

#### RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 187-2012-MIMP

Lima, 9 de julio de 2012

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Ministerial N° 018-2012-MIMDES se designó a la señora María Rosa Mena Mena, Especialista Social de la Dirección de Igualdad de Oportunidades de la Dirección General de la Mujer en el cargo de confianza de Directora de la Dirección de Derechos y Ciudadanía de las Mujeres de la indicada Dirección General del Ministerio de la Mujer y Desarrollo Social (en la actualidad Ministerio de la Mujer y Poblaciones Vulnerables - MIMP);

Que, en atención a la nueva estructura orgánica del Ministerio de la Mujer y Poblaciones Vulnerables contenida en el artículo 6° de su Reglamento de Organización y Funciones aprobado mediante Decreto Supremo N° 003-2012-MIMP, resulta pertinente dar por concluida la mencionada designación;

De conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 29158 - Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; la Ley N° 27594 - Ley que regula la participación del Poder Ejecutivo en el nombramiento y designación de funcionarios públicos; el Decreto Legislativo N° 1098 - Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de la Mujer y Poblaciones Vulnerables - MIMP; y, su Reglamento de Organización y Funciones;

SE RESUELVE:

**Artículo Único.** - Dar por concluida la designación de la señora MARÍA ROSA MENA MENA efectuada mediante Resolución Ministerial N° 018-2012-MIMDES, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ANA JARA VELÁSQUEZ  
Ministra de la Mujer y Poblaciones Vulnerables

812123-1

### Dan por concluida designación de Jefe de la Oficina de Organización y Métodos de la Oficina General de Planificación y Presupuesto

#### RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 188-2012-MIMP

Lima, 9 de julio de 2012

**Anexo 03**

**NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES**

## NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES (NTCSER)

### RESOLUCIÓN DIRECTORAL N°016-2008-EM/DGE

Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 24/05/2008.

#### CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 025-2007-EM, se dictaron normas para el desarrollo por parte del Estado de proyectos de electrificación en zonas rurales, que no son atractivas para la inversión privada;

Que, el artículo 12° de la citada Ley establece que los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) deberán contar con normas técnicas de calidad, emitidas por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas;

Que, para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refiere dicha Ley sin que represente una barrera para ampliar la cobertura eléctrica, debe garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, siendo por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares de calidad en concordancia con la tarifa correspondiente;

De conformidad con la atribución comprendida en el artículo 12° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, y las facultades a que se refieren los incisos j), t) y u) del artículo 64° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM;

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.- Aprobación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales**  
Aprobar la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales que consta de ocho (8) Títulos, dos (2) Disposiciones Finales y dos (2) Disposiciones Transitorias, la cual forma parte integrante de la presente Resolución Directoral.

**Artículo 2°.- Vigencia de la Norma**

La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1 de julio de 2008.

Regístrese, comuníquese y publíquese,

**JORGE AGUINAGA DÍAZ**

Director General

Dirección General de Electricidad

### NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES (NTCSER)

#### I. OBJETIVO

#### II. BASE LEGAL

#### III. ALCANCES

#### IV. ASPECTOS DE LA CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES

##### TÍTULO PRIMERO

##### 1. DISPOSICIONES GENERALES

##### TÍTULO SEGUNDO

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

##### TÍTULO TERCERO

##### 3. ROL DE LAS ENTIDADES INVOLUCRADAS EN EL CONTROL DE LA CALIDAD

##### TÍTULO CUARTO

##### 4. CALIDAD DE PRODUCTO

**TÍTULO QUINTO**

5. CALIDAD DE SUMINISTRO

**TÍTULO SEXTO**

6. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

**TÍTULO SETIMO**

7. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

**TÍTULO OCTAVO**

8. COMPENSACIONES Y SANCIONES

**DISPOSICIONES FINALES**

**DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

## **NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES (NTCSER)**

### **I. OBJETIVO**

El objetivo de la presente Norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) desarrollados y/o administrados dentro del marco de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento.

### **II. BASE LEGAL**

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Ley N° 28749.- Ley General de Electrificación Rural.
- Decreto Supremo N° 025-2007-EM.- Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural.
- Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, así como sus modificatorias.

### **III. ALCANCES**

La presente Norma es de aplicación imperativa en todo Sistema Eléctrico Rural (SER) desarrollado, operado y/o administrado, en el marco de la Ley General de Electrificación Rural, y su Reglamento.

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

#### **a) Calidad de Producto:**

- Tensión

#### **b) Calidad de Suministro:**

- Interrupciones

#### **c) Calidad de Servicio Comercial:**

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

#### **d) Calidad de Alumbrado Público:**

- Deficiencias del Alumbrado

### **IV. ASPECTOS DE LA CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES**

#### **TÍTULO PRIMERO**

##### **1. DISPOSICIONES GENERALES**

1.1 Cuando en el texto de esta Norma se empleen los términos, deberá entender por:

Base Metodológica: Documento emitido por OSINERGMIN mediante Resolución, en el cual se establece la metodología de supervisión y/o fiscalización de la aplicación de la presente Norma.

Cliente: Todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para ventas a Terceros.

DGE: Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

Ley: Ley General de Electrificación Rural.

Ministerio: Ministerio de Energía y Minas.

Norma: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Procedimiento de Fiscalización: Documento emitido por OSINERGMIN mediante Resolución, en el cual se establece los procedimientos para el cumplimiento de su función supervisora y fiscalizadora de la aplicación de las normas técnicas-legales del subsector electricidad. Reglamento:

Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural.

RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SER: Sistema Eléctrico Rural, conforme a lo indicado en el numeral 1.3.

Suministrador: Entidad que provee un servicio o suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado.

Tercero: Todos aquellos que sin participar directamente de un acto particular de compra venta de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta.

1.2. En la presente Norma se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad en los SER. Se fijan las tolerancias, las acciones para corregir las deficiencias en el servicio y las respectivas compensaciones o sanciones. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

1.3 En concordancia con el Reglamento, constituyen SER todas aquellas instalaciones eléctricas que sirven para abastecer de electricidad a las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país. Asimismo, puede comprender redes de distribución, redes de transmisión, así como instalaciones de generación. Conforme al artículo 27° del Reglamento, cada SER será clasificado por OSINERGMIN según los Sectores de Distribución Típicos que establezca la DGE.

1.4 Los parámetros, tolerancias, procedimientos y controles contemplados en la presente Norma buscan un adecuado equilibrio entre la prestación del servicio y las tarifas que pagan los usuarios.

1.5 Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad del servicio eléctrico que entrega un Suministrador a sus Clientes. Éstos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De requerirse indicadores de performance de un Suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables.

## TÍTULO SEGUNDO

### 2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

La adecuación de los Suministradores involucrados en la prestación de este servicio eléctrico en los SER, se lleva a cabo en dos (2) etapas consecutivas.

**2.1. Primera Etapa.-** Tiene una duración de veinticuatro (24) meses y comienza al entrar en vigencia la Norma. En esta etapa, los Suministradores involucrados en la prestación del servicio en los SER están obligadas a:

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

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

- Para el cálculo de los indicadores; y

- Para la transferencia, al OSINERGMIN, de la información requerida por éste.

c) Presentar a OSINERGMIN, dentro de los primeros cuatro (4) meses, un Programa de Adecuación a la Norma que comprenda los puntos mencionados en los párrafos anteriores. La duración de este programa queda circunscrita a esta Primera Etapa.

En esta etapa, las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a sanciones o a las compensaciones referidas en el numeral 8.1.1.

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

A partir de esta Etapa entra en plena vigencia la Norma y las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a la aplicación del régimen de sanciones y/o compensaciones que establece esta Norma.

### **TÍTULO TERCERO**

## **3. ROL DE LAS ENTIDADES INVOLUCRADAS EN EL CONTROL DE LA CALIDAD**

### **3.1 COMPETENCIA Y FACULTADES DEL OSINERGMIN**

**3.1.1** Fiscalizar el fiel cumplimiento de lo establecido en la Norma, e imponer multas por incumplimiento de la misma.

**3.1.2** Proponer ante el Ministerio de Energía y Minas las normas complementarias o modificatorias a la presente Norma. Además establecer su Base Metodológica y Procedimientos de Fiscalización correspondientes.

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

**3.1.4** Exigir a los Suministradores efectuar nuevas mediciones cuando éstas no se efectuaron correctamente.

Asimismo, disponer o llevar a cabo mediciones de verificación, en los lugares y casos que considere conveniente.

**3.1.5** Presenciar la instalación y retiro de equipos de medición y registro; así como recabar, in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador.

**3.1.6** Solicitar, en cualquier momento, información que considere pertinente relacionada con la aplicación de la presente Norma.

### **3.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

**3.2.1** El Suministrador es responsable de prestar, a su Cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en esta Norma.

**3.2.2** Pagar o abonar el importe de las compensaciones por trasgresión de las tolerancias, de Calidad del Servicio Eléctrico conforme a lo establecido en la Norma. Todo Suministrador es responsable ante su Cliente por las compensaciones que éste haya pagado o abonado por la mala calidad del servicio eléctrico en la que dicho Suministrador haya participado o sea responsable, según lo establecido en la Norma.

**3.2.3** Diseñar e implementar los procedimientos y/o mecanismos necesarios para la recolección de información, la evaluación de indicadores y la transferencia de información requerida al OSINERGMIN.

**3.2.4** Llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro, correspondientes a por lo menos los cinco (5) últimos años.

**3.2.5** Todo Suministrador que realice la actividad de distribución, deberá implementar y mantener actualizadas bases de datos, conforme lo establezca OSINERGMIN, conteniendo como mínimo la

siguiente información:

- Identificación del Cliente (número de suministro);
- Datos del Sistema de Medición de Energía Eléctrica (marca, número del contador, año de fabricación y fecha de último contraste)
- Alimentador de BT y ramal al que está conectado;
- Subestación de distribución MT/BT;
- Alimentador de MT;
- Potencia conectada y contratada.
- Número total de Clientes del Suministrador, por tipo (pospago/prepago).

**3.2.6** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada Período de Control, entregar al OSINERGMIN los resultados del período anterior, como:

- a) Copias de registros correspondientes del período anterior en medio digital;
- b) Información requerida por ésta para la evaluación del Servicio Comercial;
- c) Reporte de las inspecciones efectuadas con relación a la precisión de la medida de la energía facturada;
- d) Otros que OSINERGMIN defina.

**3.2.7** Permitir el acceso al OSINERGMIN, o representantes de éste, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, procesamiento de información, etc., relacionados con el control de la calidad.

**3.2.8** Todo Suministrador que realice la actividad de distribución deberá informar a todos los Clientes en forma clara y didáctica, en el idioma o lengua que más se use en cada SER, sobre las obligaciones de sí mismo como Suministrador, y sobre los derechos de los Clientes; dicha información se adjuntará a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio, y abril y septiembre de cada año, respectivamente. Tratándose de Clientes con sistema de medición prepago, dicha información se distribuirá a través de los centros de venta de energía prepagada en el momento que el Cliente efectúe la compra correspondiente, durante dos meses al año como mínimo. Para el caso de los derechos de los Clientes se deberá considerar lo siguiente:

- a) Marco legal de la actividad eléctrica indicando normas y fechas de publicación;
- b) Contribuciones reembolsables;
- c) Calidad de servicio;
- d) Contrastación de equipos;
- e) Otros definidos por OSINERGMIN.

## **TÍTULO CUARTO**

### **4. CALIDAD DE PRODUCTO**

**4.0.1** El parámetro que se considera para evaluar la Calidad del Producto en un SER es la tensión. El control se lleva a cabo en períodos semestrales, denominándoseles "Períodos de Control".

**4.0.2** El lapso mínimo de medición es de cuarenta y ocho (48) horas continuas. A estos períodos se les denomina "Períodos de Medición".

**4.0.3** En cada Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la Calidad de Producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos. Estos intervalos se denominan "Intervalos de Medición".

**4.0.4** Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador está fuera de los rangos tolerables, entonces la energía suministrada durante ese intervalo se considera de mala calidad. Para el control de la tensión en casos de suministros trifásicos, basta que una fase o línea esté fuera de los rangos tolerables para que la energía suministrada durante el correspondiente Intervalo de Medición sea considerada de mala calidad.

**4.0.5** Las deficiencias de Calidad del Producto originadas en el SER dan lugar a compensaciones conforme a lo establecido en el numeral 4.1.6 y numeral 8.1.1.

#### **4.1 TENSIÓN**

**4.1.1 Indicador de Calidad.-** El indicador para evaluar la tensión, en un Intervalo de Medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia ( $\Delta V_k$ ) entre la Media de los Valores Eficaces (RMS) Instantáneos medidos en el punto de entrega ( $V_k$ ) y el Valor de la Tensión Nominal ( $V_N$ ) del mismo punto:

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

**4.1.2 Tolerancia.-** Las tolerancias admitidas son  $\pm 6\%$  para Media Tensión (MT), y  $\pm 7,5\%$  para Baja Tensión (BT).

Se considera que la energía eléctrica suministrada a través de un alimentador es de mala calidad, si la cantidad de Intervalos de Medición que resultan fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal es superior al cinco por ciento (5%) del total de Intervalos de Medición correspondientes a las mediciones de dicho alimentador.

**4.1.3 Control.-** El control es semestral y se realiza a través de registros y mediciones por medio de equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por el OSINERGMIN. La cantidad de mediciones por semestre a realizar, serán como mínimo las siguientes:

- a) Clientes de Media Tensión (MT): Cada semestre se evaluará como mínimo el veinticinco por ciento (25%) de Clientes de MT, en su respectivo punto de entrega;
- b) Clientes de Baja Tensión (BT): Cada semestre se evaluará como mínimo el diez por ciento (10%) de las Subestaciones de Distribución (SED) MT/BT que atienden a Clientes de BT. Con un mínimo de seis (06) SED MT/BT por semestre.

La evaluación de cada SED MT/BT se llevará a cabo realizando mediciones, en forma simultánea, a la salida de BT del transformador y en el punto más alejado del alimentador BT cuyo producto de potencia activa por longitud ( $P \cdot L$ ) sea mayor.

**4.1.4** Ubicada una deficiencia de tensión en un punto de medición del alimentador BT, sea éste monofásico o trifásico, se considera con servicio deficiente a todos aquellos Clientes monofásicos y/o trifásicos cuyos suministros estén conectados al alimentador, directamente o a través de ramales, dentro de los rangos de longitudes del alimentador que sean determinados con servicio deficiente conforme al procedimiento que detalle la Base Metodológica, considerando como mínimo los siguientes criterios:

- a) Los Indicadores de Calidad ( $\Delta V_k$ ) obtenidos en los dos puntos de medición del alimentador BT, se hacen extensivos a todo el alimentador en forma proporcional a la longitud, asumiendo una distribución uniforme de carga en el mismo, determinándose los rangos de longitudes del alimentador con servicio deficiente.

b) Los rangos de longitudes con servicio deficiente del alimentador en que se realizó las mediciones, se extrapolan al resto de alimentadores de la SED, considerando como punto de origen, para cada alimentador, la salida de BT del transformador.

**4.1.5** En MT se considera servicio deficiente a todos los clientes cuyos suministros tuvieron mediciones fuera de la tolerancia establecida.

**4.1.6 Compensaciones por mala calidad de tensión.-** De superarse las tolerancias establecidas en el numeral 4.1.2, el Suministrador deberá efectuar el pago de compensaciones conforme a lo establecido en el numeral 8.1.1. Las compensaciones se calculan semestralmente según la siguiente fórmula:

$$\text{Compensación por variaciones de tensión} = \sum (a \cdot A_p \cdot 6 E_{pj}) \cdot K_n \dots (\text{Fórmula N}^\circ 2)$$

Donde:

a : Es la compensación unitaria por variaciones de tensión cuyos valores son:

Primera Etapa: a = 0,00 US \$/kW.h

Segunda Etapa: a = 0,05 US \$/kW.h

A<sub>p</sub> : Es el factor que considera la magnitud del indicador (ΔV<sub>p</sub>) medido en el intervalo (p), calculado con dos (2) decimales de aproximación de acuerdo a la siguiente tabla:

Indicador ΔV <sub>p</sub> (%)	Para MT: A <sub>p</sub>	Para BT: A <sub>p</sub>
6,0 <  ΔV <sub>p</sub> (%)  ≤ 7,5	1	-
7,5 <  ΔV <sub>p</sub> (%)	2 + ( ΔV <sub>p</sub> (%)  - 7,5)	-
7,5 <  ΔV <sub>p</sub> (%)  ≤ 10,0	-	1
10,0 <  ΔV <sub>p</sub> (%)	-	2 + ( ΔV <sub>p</sub> (%)  - 10)

E<sub>pj</sub> : Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición (p) al Cliente (j). En caso de Clientes en BT, (E<sub>pj</sub>) se estima mediante la siguiente fórmula:

$$E_{pj} = \text{ERS}/(\text{NHS} - \sum (d_i)) \cdot \Delta t \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 3)$$

Donde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre anterior.

NHS : Es el número de horas del semestre anterior.

∑ (d<sub>i</sub>) : Es duración total real de todas las interrupciones ocurridas en el semestre anterior.

Δt : Es la duración del intervalo de medición (p).

K<sub>n</sub> : Es el factor que considera el número de semestres que el Suministrador tarda en superar las deficiencias de tensión, contados a partir de culminado el Periodo de Control en el cual se detectaron dichas deficiencias. Para los dos primeros semestres su valor es uno (1); si cumplidos los dos primeros semestres continúan las deficiencias de tensión, a partir del tercer semestre su valor es (K<sub>n</sub> = 3n - 2), donde (n) es el número de semestre.

## TÍTULO QUINTO

### 5. CALIDAD DE SUMINISTRO

**5.0.1** La Calidad de Suministro en cada SER se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio por deficiencias originadas en el mismo SER. Las interrupciones del servicio eléctrico en el SER que hayan

ocurrido por fallas en las instalaciones de generación y/o transmisión del SEIN, serán tratadas conforme a lo establecido en el numeral 8.1.2, las mismas que no son consideradas en el cálculo de los indicadores definidos en el numeral 5.1.2.

**5.0.2** Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico y la duración de las mismas, originadas en el SER. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

## 5.1 INTERRUPTIONES

**5.1.1** Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un Cliente, lo que incluye consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por el OSINERGMIN, tal como lo establece la Primera Disposición Final.

**5.1.2 Indicadores de la Calidad de Suministro.-** La Calidad de Suministro se evalúa considerando sólo las interrupciones que se originan en cada SER, utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre y para cada nivel de tensión (BT y MT).

### a) Número de Interrupciones por Cliente (NIC)

Es el número de interrupciones promedio por Cliente, originadas en el SER durante un Período de Control de un semestre:

$$NIC = \sum (C_i) / C_T ; \text{ (expresada en: interrupciones/semestre). } \dots\dots\dots \text{ (Fórmula N° 4)}$$

Donde:

$C_i$  : Cantidad de Clientes afectados por la interrupción (i).

$C_T$  : Cantidad total de Clientes en el SER.

### b) Duración de Interrupciones por Cliente (DIC)

Es la duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por Cliente, originadas en el SER durante un Período de Control de un semestre:

$$DIC = \sum (C_i \cdot d_i \cdot K_i) / C_T ; \text{ (expresada en: horas) } \dots\dots\dots \text{ (Fórmula N° 5)}$$

Donde:

$d_i$  : Es la duración individual de la interrupción (i).

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

- Interrupciones programadas\* por expansión o reforzamiento:  $K_i = 0,25$

- Interrupciones programadas\* por mantenimiento:  $K_i = 0,50$

- Otras:  $K_i = 1,00$

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

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo ( $\Delta$ ):

$K_i = 0$  ; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$  ; si la duración real es mayor a la programada

En todos los casos, se considera como hora final de la interrupción, aquella en la que se

restableció el suministro de manera estable.

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

Nivel de Tensión	Sistema Eléctrico Rural (SER)			
	Rural Concentrado		Rural Disperso	
	NIC	DIC	NIC	DIC
MT	07	17	07	28
BT	10	25	10	10

NIC: Interrupciones /semestre  
 DIC: horas / semestre

Se considera Rural Concentrado al actual Sector de Distribución Típico 4, y Rural Disperso se considerará al actual Sector de Distribución Típico 5, Especial y a aquellos nuevos Sectores de Distribución Típicos que se establezcan con mayor nivel de dispersión conforme se indica en el numeral 1.3.

**5.1.4 Control.-** La calidad de suministro para cada SER se evalúa semestralmente, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable.

**5.1.5 Compensaciones.-** De superarse, por causas originadas en el SER, las tolerancias de los indicadores de Calidad del Suministro establecidas en el numeral 5.1.3, el Suministrador deberá efectuar el pago de compensaciones conforme a lo establecido en el numeral 8.1.1. Las compensaciones se calculan semestralmente, según la siguiente fórmula:

$$\text{Compensación por Interrupciones} = e \cdot E \cdot \text{ENS} \dots\dots\dots (\text{Fórmula N}^\circ 6)$$

Donde:

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

Primera Etapa: e = 0,00 US \$/kW.h

Segunda Etapa: e = 0,35 US \$/kW.h

E : Es el factor que considera la magnitud de los indicadores de calidad de suministro, definido por la siguiente expresión:

$$E = [1 + (\text{NIC} - \text{NIC}')/\text{NIC}' + (\text{DIC} - \text{DIC}')/\text{DIC}'] \dots\dots\dots (\text{Fórmula N}^\circ 7)$$

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

ENS : Es la energía teóricamente no suministrada a los Clientes del Suministrador en un SER determinado, y se calcula de la siguiente fórmula:

$$\text{ENS} = \text{NHI} \cdot \text{ERS}/(\text{NHS}-\text{NHI}); (\text{expresada en kW.h}) \dots\dots\dots (\text{Fórmula N}^\circ 8)$$

Donde:

NHI : Es el número de horas promedio sin servicio eléctrico durante el semestre, por interrupciones originadas en el SER. Se determina considerando las principales variables que intervienen en la Fórmula N° 5.

$$NHI = \sum (C_i \cdot d_i) / C_T \dots\dots\dots (Fórmula N° 9)$$

ERS : Es la energía registrada durante el semestre en el SER.

NHS : Es el número de horas del semestre.

**5.1.6 Resarcimiento.-** En concordancia con el numeral 3.2.2, las empresas generadoras y/o las operadoras de redes de transmisión, resarcirán a las empresas distribuidoras las compensaciones que éstas últimas hayan pagado a sus Clientes por las interrupciones en las que cualquiera de las dos (2) primeras hayan participado o sean responsables.

## TÍTULO SEXTO

### 6. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

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

**a) Trato al Cliente:**

- Solicitudes de Nuevos Suministros, modificación de los existentes o Ampliación de Potencia Contratada;
- Reconexiones;
- Opciones Tarifarias;
- Reclamaciones por errores de medición/facturación;
- Otros.

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

- Facturas;
- Registro de reclamaciones;
- Centros de atención y sistemas de atención telefónica;
- Centros de venta de energía prepago.

**c) Precisión de medida de la energía facturada**

#### 6.1 TRATO AL CLIENTE

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

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

**6.1.3 Tolerancias:**

**a) Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada.-** Cumplidas las condiciones a que están obligados los interesados, los plazos máximos, en días calendario, para la atención a sus solicitudes son:

## Solicitudes Plazo Máximo

Sin modificación de redes	Hasta 50kW	15
	Mayor a 50kW	30
Con modificación de redes	Hasta 50kW	30
	Mayor a 50kW	90
Con expansión sustancial		360

Para los casos de expansión sustancial el Suministrador deberá informar al solicitante sobre las obras necesarias que realizará a fin de atender su solicitud y el plazo correspondiente.

**b) Reconexiones.-** En caso de corte del servicio por facturaciones pendientes de pago; una vez abonado por el cliente los consumos, cargos mínimos, intereses compensatorios y recargos por moras correspondientes, el Suministrador está obligado a reponer el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro (24) horas para SER Rural Concentrado y en un plazo máximo de cuarenta y ocho (48) horas para SER Rural Disperso.

### **c) Opciones Tarifarias**

- i) El Suministrador está obligado a valorizar los consumos con la opción tarifaria solicitada por el Cliente dentro de un plazo máximo de veinte (20) días calendario desde que presentó la solicitud de cambio, en caso de no requerirse otro equipo de medición; o dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario después de cumplidas las condiciones a que está obligado el solicitante.
- ii) Dentro de los diez (10) días calendario de recibida la solicitud, el Suministrador debe notificar por escrito al Cliente los requisitos que éste debe cumplir para atender su solicitud.
- iii) En casos de incumplimiento por parte del Suministrador, los consumos del Cliente son valorizados con los elementos existentes y estimaciones que le resulten favorables.
- iv) El Cliente tiene derecho a solicitar el cambio de su opción tarifaria una vez por año, y el Suministrador está obligado a concederlo.

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

- i) Las reclamaciones por posibles errores de facturación, deben ser resueltas en la próxima factura emitida y el error no debe repetirse en siguientes facturaciones. Si las reclamaciones se hubieran registrado dentro de los quince (15) días calendario anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se amplía a la siguiente facturación.
  - ii) El Suministrador debe verificar que el mismo error no se haya producido con otros Clientes. De ser el caso, procederá a resolverlos inmediata y automáticamente a todos los afectados, sin esperar nuevas reclamaciones.
  - iii) El mismo error no podrá producirse dentro de los siguientes dos (2) años, lo que se considerará como reincidencia.
- La reincidencia se penaliza con el doble de la multa establecida para un caso no-reincidente.

### **e) Otros**

- i) Cualquier otra reclamación debe ser resuelta en el plazo máximo dentro de los treinta (30) días hábiles de presentada, conforme lo establezca OSINERGMIN.

**6.1.4 Control.-** El OSINERGMIN dispone una evaluación semestral en relación con el trato que el Suministrador brinda a sus Clientes, y sanciona los incumplimientos.

El Suministrador debe presentar un registro informático detallado, para los casos en los cuales se han excedido los plazos establecidos para la atención o solución del inconveniente, indicando los datos de los Clientes afectados, motivos de las reclamaciones, tiempos transcurridos hasta la solución de los problemas y motivos que originaron las demoras.

## **6.2 MEDIOS DE ATENCIÓN**

**6.2.1** La finalidad de estos medios es garantizar que el Suministrador brinde al Cliente una

atención satisfactoria y le proporcione toda la información necesaria, de una manera clara, sobre todos los trámites que el Cliente puede realizar ante el Suministrador y el OSINERGMIN, así como los derechos y obligaciones del Cliente y Suministrador.

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

### **6.2.3 Tolerancias:**

#### **a) Facturas**

i) El Suministrador debe emitir facturas claras y correctas, que contengan sólo aspectos relacionados con la prestación del servicio público de electricidad, las cuales deben especificar obligatoriamente, además de lo establecido en el Art. 175° del RLCE, las magnitudes físicas de consumo y las contratadas, el desagregado de los conceptos facturados indicando el cargo unitario de cada uno de los conceptos; en el caso del Alumbrado Público se deberá indicar como cargo unitario la alícuota correspondiente, entendiéndose por ésta al cargo que corresponde a los Clientes del primer rango de consumo de energía según lo establecido en el Art. 184° del RLCE.

Asimismo, se deberá indicar el tipo de conexión (C1.1, C2.1, etc.), tipo de contador de energía (electrónico o electromecánico), la fecha de corte por pagos pendientes de ser el caso, y las estadísticas mensuales de consumo del Cliente correspondientes a los últimos doce (12) meses de manera gráfica o estadísticas de las compras promedio mensual de energía de tratarse de Clientes con sistema prepago.

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

iii) El pago del recibo o factura en los centros de cobranza autorizados por el Suministrador, debe ser efectuado sin costo adicional alguno para el Cliente.

#### **b) Registro de reclamaciones**

i) El Suministrador debe implementar un sistema informático auditable en el que deben registrarse todos los pedidos, solicitudes o reclamaciones de los Clientes. Este registro debe permitir efectuar su seguimiento hasta su solución y respuesta final al Cliente. El OSINERGMIN tendrá acceso a este sistema inmediatamente a su solo requerimiento.

ii) El Suministrador debe mantener en cada centro de atención comercial, un "Libro de Observaciones" foliado y rubricado por el OSINERGMIN, donde el Cliente puede anotar sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. El Suministrador debe atender las anotaciones del Cliente hechas en el Libro de Observaciones, de tal forma que OSINERGMIN lo pueda verificar. A pedido del OSINERGMIN, el contenido de estos libros debe ser remitido por el Suministrador, en la forma y plazo que este organismo lo determine y con la información ampliatoria necesaria.

#### **c) Centros de atención y sistemas de atención telefónica**

i) Todo Suministrador, en donde exista el servicio de telefonía, debe implementar un sistema de atención telefónica para atender reclamaciones por falta de Suministro. La atención de estas reclamaciones se debe llevar a cabo ininterrumpidamente, como mínimo doce (12) horas; y, en casos de SER con más de cinco mil (5 000) Clientes, la atención será las veinticuatro (24) horas. En ambos casos la atención es incluyendo días domingos y feriados.

ii) Todo local o centro de atención al Cliente deberá atender como mínimo de lunes a viernes durante ocho (08) horas al día, en caso de SER con cantidad de Clientes entre dos mil (2 000) y

cinco mil (5 000) esta atención será de cuatro (04) horas al día como mínimo. En el caso de SER con menos de dos mil (2 000) Clientes, el Suministrador deberá elaborar programas de gestión comercial que incluyan la atención comercial (atención de reclamaciones, recepción de solicitudes, atención de consultas y pedidos) de manera itinerante.

iii) Presentada una reclamación, se debe hacer conocer al Cliente el código de la misma que le posibilite su seguimiento.

iv) Los locales de atención a los Clientes de los SER deberán ser dotados de comodidades, tales como: servicios higiénicos, sillas de espera, información al usuario, entre otros servicios básicos para la correcta atención al público.

**d) Centros de venta de energía prepago.-** Los Suministradores que comercialicen energía a través del sistema prepago, deberán garantizar un período de atención como mínimo de sesenta (60) horas mensuales distribuidas entre los días lunes a domingo según los horarios usuales de compra de energía en cada SER. En los casos que la tecnología del sistema prepago lo permita, se debe implementar la compra de energía prepago por Internet.

**6.2.4 Control.-** El OSINERGMIN dispone una evaluación semestral de los Suministradores, en relación con los medios de atención al público, y sanciona los incumplimientos.

### **6.3 PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA**

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

**6.3.2 Indicador de Calidad.-** El Indicador a través del cual se evalúa la calidad del Servicio Comercial, en este aspecto, es el número de suministros en los que se haya verificado deficiencias en el sistema de medición, conforme a lo establecido en la Norma DGE de Contraste referida en el numeral 6.3.1. Las deficiencias consideradas son:

a) La prueba de marcha en vacío no cumple con lo establecido en la mencionada Norma DGE de contraste; y,

b) Si de una o más de las pruebas, realizadas al sistema de medición, resulta un error positivo y mayor que el error admisible correspondiente establecido en la referida Norma DGE de Contraste.

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

$$Sd(\%) = (Nd / Nc) \cdot 100\%; \text{ (expresado en: \%)} \dots\dots\dots (\text{Fórmula N}^\circ 10)$$

Donde:

Nd : Es el número de suministros en los que se ha verificado deficiencias en el sistema de medición; y,

Nc : Es número total de suministros cuyo sistema de medición ha sido contrastado.

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

Sin perjuicio de las sanciones a que hubiera lugar, el Suministrador deberá reemplazar los contadores de energía o sistemas de medición de los suministros con deficiencias (Nd) en un plazo máximo de diez (10) días calendario de realizado el contraste conforme a lo establecido en la Norma DGE de Contraste referida en el numeral 6.3.1.

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

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

La muestra semestral debe comprender como mínimo el uno por ciento (1%) del universo de suministros que atiende el Suministrador; en el proceso de selección aleatoria de la muestra estratificada no se considerarán los suministros que conformaron las muestras correspondientes a los diez (10) anteriores períodos de control semestral. Esta muestra se contabiliza a cuenta del lote de sistemas de medición que debe contrastar el Suministrador conforme a lo establecido en el Procedimiento de Fiscalización de OSINERGMIN aprobado mediante Resolución N° 005-2004-OS/CD, o del que lo sustituya.

Esta muestra semestral es propuesta por el Suministrador ante la Autoridad, pudiendo ésta efectuar las modificaciones que considere necesarias y variar el tamaño de la muestra hasta en un diez por ciento (10%), a fin de asegurar la representatividad sobre los respectivos estratos.

## TÍTULO SÉTIMO

### 7. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

#### 7.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO

**7.1.1 Indicador de Calidad.-** El indicador para evaluar la Calidad del Alumbrado Público en cada SER es el número de lámparas apagadas. Este indicador denominado Índice de Lámparas Apagadas n(%) está expresado como un porcentaje del Número Total de Lámparas (NL) que conforman la muestra aleatoria referida en el numeral 7.1.4. Se define de la siguiente manera:

$$n(\%) = (n / N_L) \cdot 100\%; \text{ (expresado en: \%)} \dots\dots\dots \text{(Fórmula N° 11)}$$

Donde:

n : Es el número real de todas las lámparas apagadas, rotas o inoperativas en vías públicas con alumbrado cuyo responsable es el Suministrador.

NL : Es el número de unidades de alumbrado público del SER que conforman la muestra aleatoria representativa determinada en aplicación del Procedimiento de Fiscalización aprobado mediante Resolución OSINERG N° 192-2003-OS/CD, o el que lo sustituya.

**7.1.3 Tolerancia.-** La tolerancia admitida para el Índice de Lámparas Apagadas n(%) de las vías con alumbrado cuyo responsable es el Suministrador, es del dos por ciento (2%).

Las lámparas quemadas y/o deterioro de accesorios de funcionamiento de su respectiva luminaria, que impidan que ésta encienda, debe reemplazarse en un plazo no mayor a diez (10) días calendario, contados desde:

- a) El momento en que el Suministrador toma conocimiento del hecho; o,
- b) El momento en que se produjo la primera llamada telefónica o aviso de un Cliente.

De las dos alternativas, se considera la que se dé primero en el tiempo.

**7.1.4 Control.-** El control es semestral y se lleva a cabo, a través de la inspección de las unidades

de alumbrado público del SER que conforman la muestra aleatoria representativa del parque de alumbrado público del Suministrador en aplicación del Procedimiento de Fiscalización aprobado mediante Resolución OSINERG N° 192-2003-OS/CD, o el que lo sustituya.

## TÍTULO OCTAVO

### 8. COMPENSACIONES Y SANCIONES

**8.0.1** Para los casos de mala Calidad del Servicio Comercial y del Alumbrado Público, sólo se dispone la aplicación de sanciones al Suministrador conforme a lo que establezca la Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.

**8.0.2** Para los casos de mala Calidad del Producto y del Suministro por causas originadas en el SER, se dispone el pago de compensaciones conforme a lo establecido en los numerales 4.1.6 y 5.1.5, respectivamente, y en concordancia con el numeral 8.1.1.

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

### 8.1 COMPENSACIONES

**8.1.1** Las compensaciones por mala calidad de tensión e interrupciones del servicio eléctrico originadas en los SER serán parte de los recursos para la electrificación rural, en concordancia con el inciso j) del artículo 7° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural. Culminado el Período de Control, los Suministradores abonarán a OSINERGMIN las compensaciones correspondientes a fin que este organismo, anualmente, transfiera dichos montos a la cuenta corriente aperturada por el Ministerio para la administración y gestión de los recursos a los que se refiere el artículo 7° de la mencionada Ley N° 28749.

**8.1.2** Sólo en caso de interrupciones del servicio eléctrico en el Suministro en el SER conectados al SEIN, que sean originadas por cualquier causa no producida en el SER, dará lugar al pago de compensaciones a los Clientes afectados del SER por aplicación extensiva de la NTCSE. Las compensaciones se calcularán por alimentador de MT, considerando las correspondientes tolerancias establecidas en la NTCSE, y serán distribuidas entre los correspondientes Clientes en montos proporcionales a sus consumos de energía del semestre. Se precisa que estas compensaciones serán resarcidas al Suministrador del SER por los responsables de las interrupciones conforme a la NTCSE.

## DISPOSICIONES FINALES

**Primera.-** OSINERGMIN podrá exonerar del pago de compensaciones o de la aplicación de la Norma, en los casos que se establecen a continuación:

a) Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad del servicio eléctrico en un período ha sido producto de un caso de fuerza mayor, debe informar a la Autoridad dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de ocurrido el hecho. Dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, el Suministrador presentará ante la Autoridad la solicitud de calificación del evento como fuerza mayor acompañando la documentación probatoria.

b) Un Suministrador podrá solicitar a la Autoridad ser exonerado del pago de las compensaciones correspondientes, cuando prevea que el deterioro de la calidad del servicio eléctrico en una zona y período determinados se producirá por causa de reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes. La solicitud de exoneración será presentada con el debido sustento y con una anticipación no menor de quince (15) días calendario a la fecha en que se prevea la ocurrencia del deterioro de la calidad del servicio. Para tales efectos, la Autoridad establecerá los criterios que le

permitan evaluar la solicitud de exoneración y emitir un pronunciamiento al respecto.

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

**Segunda.-** De presentarse situaciones no contempladas en la presente Norma, se aplicará supletoriamente lo que establezca la NTCSE, en tanto no se oponga a lo dispuesto por la presente Norma.

#### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Primera.-** Iniciada la Segunda Etapa de aplicación de la Norma, el pago de compensaciones a los que se hace referencia en el numeral 8.0.2, se efectuarán en forma parcial y gradual conforme se indica a continuación:

- a) Durante el primer y segundo semestre, se pagará sólo el cincuenta por ciento (50%) del monto calculado;
- b) Durante el tercer y cuarto semestre, se pagará el setenta por ciento (70%) del monto calculado;  
y,
- c) A partir del quinto semestre, se pagará el cien por ciento (100%) del monto calculado.

**Segunda.-** En un plazo de ciento veinte (120) días calendario contados desde la emisión de la Norma, el OSINERGMIN emitirá la Base Metodológica para el control de la Calidad de Producto, Suministro, Servicio Comercial y Alumbrado.

1408\_2010