

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ**  
**ESCUELA DE POSGRADO**



**Título**

**CASO DE ESTUDIO: MECANISMOS DE SUPERVISIÓN UTILIZADOS  
EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN ELÉCTRICA**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN  
REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**AUTOR/A**

Agustín Haggi Molina Truyenque

**ASESOR/A**

Alfredo Juan Carlos Dammert Lira

Mayo, 2021

## RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo el estudio de los mecanismos de supervisión y comercialización eléctrica, debido a que la base legal o normas de estos fueron publicadas hace más de 20 años y se puede brindar aportes de acuerdo al escenario actual. El objetivo es determinar si existe alguna falencia en la manera como se lleva a cabo las supervisiones, y de ser así se desea brindar recomendaciones de acuerdo a la información estudiada.

Para tener claros los conceptos primero se tiene una introducción sobre el servicio público de electricidad y la problemática existente (la cual es la normativa que data de hace varios años, y cuáles son los temas a investigar).

Posteriormente se realiza el estudio de los mecanismos actualmente utilizados en distribución y comercialización eléctrica en el Perú, estos incluyen toda normativa relacionada con el tema como procedimientos de supervisión y toda su base legal (reglamentos, normas técnicas u otros).

Se investiga además las buenas prácticas en supervisión de calidad de Servicios Públicos, particularmente en distribución y comercialización eléctrica, con la finalidad de tener una base teórica para optimizar las supervisiones y así mejorar la calidad del servicio.

Luego se analizan los mecanismos de supervisión utilizados en distribución y comercialización eléctrica en otros países de la región y en países modelo como Estados Unidos (Texas y California) y en Europa.

Finalmente, en el capítulo 3, se estudian los informes de supervisión otorgados por el Osinergmin, los cuales sirven para brindar recomendaciones teniendo en cuenta los puntos en los que se han detectado fallas por parte de las empresas concesionarias tales como alumbrado público e interrupciones.

## ÍNDICE

	Pág.
Resumen	ii
Índice	iii
Lista de Tablas	iv
Lista de Figuras	vii
Introducción	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>ASPECTOS GENERALES</b>	2
1.1. Definición de conceptos	2
1.2. Problemática	10
1.3. Temas a investigar y Metodología	22
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>ANÁLISIS DE NORMAS Y BASE METODOLÓGICA</b>	23
2.1. Leyes, reglamentos, resoluciones, normas técnicas y otros.	23
2.2. Análisis de metodologías de supervisión existentes	42
2.2.1. Base metodológica de supervisión encontrada:	42
2.2.2. Distribución y comercialización eléctrica en otros países de la región:	55
2.2.3. Comparación con Estados Unidos y otros países europeos	57
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>RECOMENDACIONES</b>	62
Conclusiones	83
Bibliografía y Referencias	85
Anexos	90

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Empresas de distribución eléctrica con más usuarios a nivel nacional	8
Tabla 2: Zonas de distribución eléctrica por concesionaria	8
Tabla 3: Normas relacionadas con los procedimientos de supervisión de energía eléctrica.	16
Tabla 4: Aumento de la población total, urbana y rural en las últimas décadas.	17
Tabla 5: Ingreso promedio per cápita mensual	18
Tabla 6: Porcentaje de pobreza por regiones (%)	19
Tabla 7: Porcentaje (%) de hogares que acceden al servicio de energía eléctrica por red pública.	20
Tabla 8: Los plazos máximos para la subsanación de deficiencias	25
Tabla 9: Porcentaje de unidades de alumbrado público deficientes y tolerancias por periodos.	63
Tabla 10: Medidores contrastados por año y el porcentaje de medidores que se encontraron defectuosos y fueron reemplazados.	64
Tabla 11: Medidores contrastados por año y el porcentaje de medidores que se encontraron defectuosos y fueron reemplazados.	65
Tabla 12: Medidores contrastados por año y el porcentaje de medidores que se encontraron defectuosos y fueron reemplazados.	66
Tabla 13: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Breña– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I	69
Tabla 14: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Huacho– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I	69
Tabla 15: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Huaura– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I	70
Tabla 16: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Los Olivos– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I	70
Tabla 17: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de San Juan de Lurigancho– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I	70
Tabla 18: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de San Miguel – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I	71
Tabla 19:..... Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Sayan – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I	71
Tabla 20: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Callao – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	72

Tabla 21: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Sayan – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	72
Tabla 22: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Los Olivos – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	73
Tabla 23: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Puente Piedra – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	73
Tabla 24: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de San Juan de Lurigancho – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	73
Tabla 25: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Santa María – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	74
Tabla 26: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Supe – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	74
Tabla 27: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Vegeta – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	74
Tabla 28: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Ventanilla – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II	74
Tabla 29: Comparación de valores obtenidos por indicador en los informes de supervisión de los semestres I y II del 2018	76
Tabla 30: Detalle de interrupciones del suministro 1693875– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II	78
Tabla 31: Detalle de interrupciones del suministro 1000326– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II	78
Tabla 32: Detalle de interrupciones del suministro 2655658– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II	79
Tabla 33: Detalle de interrupciones del suministro 1729723– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II	79
Tabla 34: Detalle de interrupciones del suministro 1193150– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II	80
Tabla 35: Detalle de interrupciones del suministro 2000944 – Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II	80
Tabla 36: Detalle del cálculo de compensación en dólares por la diferencia de lo declarado por la empresa concesionaria y lo calculado por el sistema SIRVAN– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II	81
Tabla A1: Anexo 2 del Procedimiento de supervisión de la operatividad del servicio de alumbrado público: registro histórico de deficiencias	90
Tabla A2: Resumen de subsanación de las deficiencias registradas	91

Tabla A3: Anexo 1 del procedimiento de supervisión de alumbrado público Tabla BDAPSED y Tabla Empresas	92
Tabla A4: Anexo 1 del procedimiento para la supervisión de la contrastación de medidores de energía - Información del Total de Medidores de Energía Instalados	92
Tabla A5: Anexo 2 del procedimiento para la supervisión de contrato de medidores de energía - Lote de Medidores Programados y Alternativos Propuestos	94
Tabla A6: Anexos 5.1 y 5.2 del procedimiento para la supervisión de la contrastaciones de medidores de energía eléctrica – Resultados de Contrastes Consolidados y Resultados de Reemplazos de Medidores	94



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Producción de energía por tipo de fuente primaria (del 26/06/2020 al 28/06/2020)	3
Figura 2: Sistema de transmisión eléctrica	3
Figura 3: Transporte y distribución eléctrica	4
Figura 4: Pliegos Tarifarios	5
Figura 5: Ficha técnica de las temperaturas máxima de operación por tipos de aislamiento – NTP 370.301	33
Figura 6: Plazos para entrega de información	35
Figura 7: Plazos para entrega de información	35
Figura 8: Criterios de validación de contrastes, cambios o reemplazos de medidores	37
Figura 9: Tipos de servicios brindados por una distribuidora	43
Figura 10: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público por Sector Típico – Semestre I - 2020	67
Figura 11: Muestra de supervisión del semestre I - 2020 para zonas urbanas.	67
Figura 12: Muestra de supervisión del semestre II - 2020 para zonas urbanas.	67
Figura 13: Muestra de supervisión del semestre II 2020 para zonas rurales, urbano rurales y SER	68
Figura 14: Muestra de supervisión del semestre II 2020 para zonas rurales, urbano rurales y SER	68
Figura 15: Porcentaje de UAP deficientes por distrito Semestre I – 2020	69
Figura 16: Porcentaje de deficientes por distrito Semestres II – 2020	72
Figura 17: Detalle de interrupciones del suministro 2000299 – Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – I	77
Figura 18: Detalle de interrupciones del suministro 318952– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – I	77

# INTRODUCCIÓN

El presente trabajo es realizado con la intención de brindar aportes que puedan mejorar la situación de desigualdad que ocurre en el Perú desde hace varias décadas, desigualdad reflejada en las distintas condiciones en las que se prestan los servicios públicos, sobre todo en zonas rurales.

La motivación personal que me llevó a realizar esta investigación es la búsqueda de igualdad en cuanto a la calidad del servicio de energía eléctrica. Esto se podría lograr analizando y encontrando mejoras en la supervisión de distribución y comercialización eléctrica; teniendo como objetivo el mejorar la prestación del servicio de electricidad.

Hoy en día, la gran mayoría de peruanos se encuentran inconformes con la labor del estado en todos sus niveles, aduciendo que no cumplen con sus funciones y que utilizan el presupuesto de manera irresponsable. En el caso del servicio de electricidad la insatisfacción de los usuarios viene por diversas falencias que se dan en la prestación del servicio de electricidad, es decir, en la calidad del servicio.

En ese sentido, el presente trabajo expone la función supervisora que cumple el Organismo Regulator de energía mostrando los procedimientos de supervisión actualmente utilizados y los resultados de estos. En la primera parte se brindarán conocimientos generales del funcionamiento del sector eléctrico así como la problemática. En la siguiente parte se realizará una revisión de los procedimientos de supervisión de alumbrado público, contrastación de medidores, calidad de suministro y facturación; luego se analizará metodología internacional empleada en supervisión de distribución y comercialización eléctrica, así como algunas características de la distribución y comercialización eléctrica en otros países, tanto de la región como otros europeos.

Finalmente se presentarán resultados de supervisión de los aspectos antes mencionados realizadas por el organismo regulador y de acuerdo a estos se brindarán recomendaciones teniendo en cuenta la metodología internacional revisada. Con estas se espera brindar un aporte a tomar en cuenta para mejorar la satisfacción de los usuarios finales.

En conclusión, el trabajo se hizo con el objetivo mejorar la calidad de prestación del servicio de energía eléctrica y, de alguna manera, lograr una reducción de la desigualdad en las condiciones cómo se presta el servicio.

A continuación procedemos con la descripción de cada capítulo.



# CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES

Tanto al prender el televisor como al abrir el grifo del baño cada mañana estamos haciendo uso de servicios públicos y estos se pueden describir como aquellos que resultan básicos y esenciales para toda persona.

Estos servicios son regulados por el estado con la finalidad de garantizar su accesibilidad a los todos los habitantes y se les denomina “servicios públicos” debido a su esencialidad; entre estos encontramos el servicio de agua y alcantarillado, servicio de luz y gas natural, infraestructura de transporte de uso público y telecomunicaciones (Indecopi, 2020).

Dentro de los diferentes servicios públicos existen ciertas características y etapas. Dado que en este trabajo abarcaremos el servicio público de electricidad, se procederá a explicar un poco más de este punto a continuación.

## 1.1. Definición de conceptos

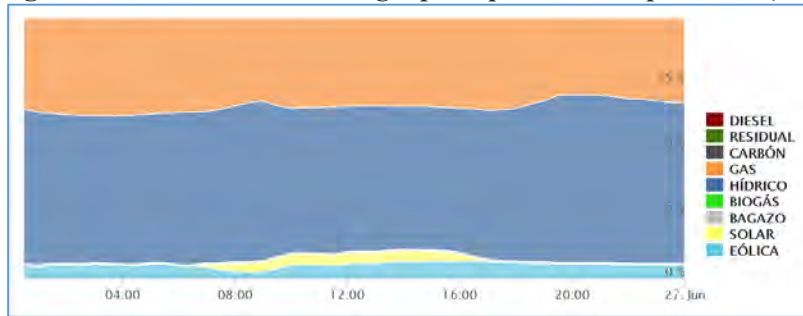
Esta sección del trabajo mostrará algunos conceptos que son necesarios saber para tener un mejor entendimiento del sector eléctrico en el Perú, así como la función de los organismos reguladores en el marco jurídico actual.

### **Servicio público de electricidad:**

El sub sector electricidad en Perú se divide en 3 etapas y estas se definen de la siguiente manera:

**Generación:** Es la primera etapa en el sub sector electricidad y representa del 35% al 50% del costo total pagado por electricidad (A. (Osinergmin) Dammert Lira et al., 2008). En esta etapa se lleva a cabo la producción de energía eléctrica, la cual puede ser a partir de diferentes métodos y/o fuentes. En Perú se tiene variedad de fuentes primarias para la generación de energía eléctrica, pero la fuente más utilizada en el Perú es la hídrica.

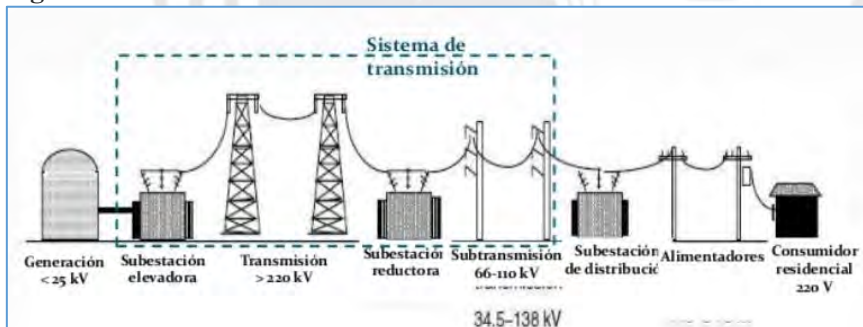
**Figura 1: Producción de energía por tipo de fuente primaria (del 26/06/2020 al 28/06/2020)**



Fuente: Portal Web del Comité de Operación Económica del Sistema (COES, 2020)

**Transmisión:** Esta etapa comprende el transporte de electricidad desde su punto de generación hasta el de distribución y representa del 5% al 15% del costo de energía (A. (Osinergmin) Dammert Lira et al., 2008); esta se lleva a cabo por medio de cables los cuales están compuestos de un material conductor de cobre o aluminio el cual es recubierto de un material aislante. Por estos cables se transfiere energía de entre 100 y 500 Kvoltios para así abaratar los costos de transporte y aumentar la velocidad de la misma. Dentro de esta etapa es que se incluyen cobros adicionales conocidos como peajes o compensaciones, que muchas veces se cobran para cubrir subsidios a usuarios ubicados en zonas rurales, a fondos como FOSE o para proyectos de inversión.

**Figura 2: Sistema de transmisión eléctrica**

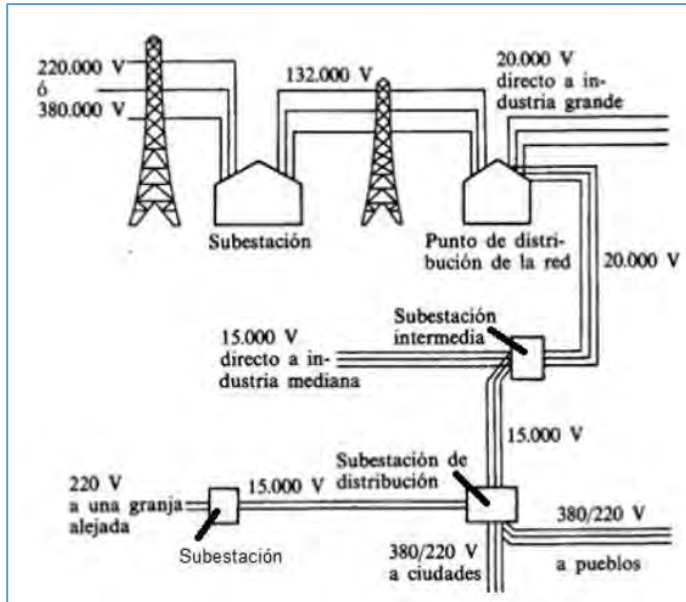


Fuente: Conceptos generales instalación eléctrica (José Lizana, Slide Share, es.slideshare.net/joselizana)

**Distribución:** A esta etapa llegan los cables de transmisión eléctrica para luego distribuir la energía a los usuarios o consumidores finales. La distribución eléctrica consiste en la instalación de redes eléctricas dentro de una zona determinada. Esta red empieza desde una subestación eléctrica, lugar donde llega la energía en alto voltaje para reducirlo y luego distribuirlo a los consumidores finales.

La disminución del voltaje se consigue utilizando transformadores, con los que se obtienen los requeridos, luego se ingresa la energía a la red de distribución urbana y, finalmente, llega a los consumidores o usuarios, ya sean hogares u empresas.

Figura 3: Transporte y distribución eléctrica

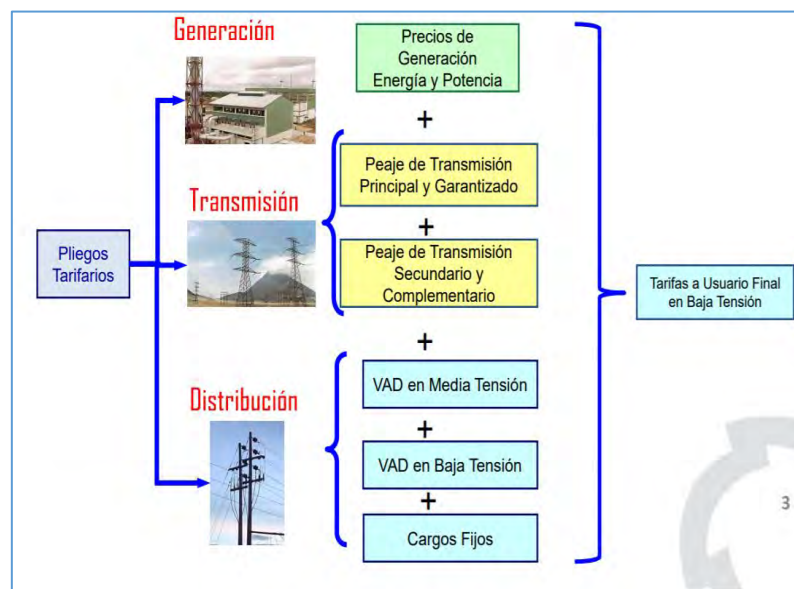


Fuente: web areatecnología (2020)

En esta etapa existen varios tipos de usuarios finales; los cuales pueden ser industrias medianas, grandes, áreas rurales o áreas urbanas; y por este motivo es que la distribución eléctrica está dividida en mediana y baja tensión. Es importante mencionar que esta etapa representa, al igual que la generación, del 30% al 50% del costo de la energía que paga el usuario final (A. (Osinermin) Dammert Lira et al., 2008).

En el Perú la distribución y comercialización se encuentran integradas, lo cual quiere decir que la concesionaria encargada de la distribución eléctrica es también la que comercializa o vende la energía a una tarifa regulada en la que están incluidos varios costos, como los costos de generación, costos de transmisión, peajes, compensaciones y costos de distribución, además de los costos de operación y mantenimiento. (A. (Osinermin) Dammert Lira et al., 2008)

**Figura 4: Pliegos Tarifarios**



Fuente:(Regulación Tarifaria, 2019)

Existen países como Colombia o el Reino Unido en donde la comercialización se encuentra separada de la distribución y la comercialización se da mediante una empresa comercializadora, la cual compra la electricidad a las distribuidoras y la vende a un precio en el que incluye sus ganancias, ofreciendo mejores estándares de calidad (menos interrupciones por ejemplo) u otra ventaja competitiva que hace que los usuarios estén dispuestos a pagar un poco más por una mejor prestación de este servicio.

El precio al que se brinda el servicio de electricidad, también llamado tarifa<sup>1</sup>, varía de acuerdo a la cantidad de usuarios o consumidores que existan en una zona u área de concesión<sup>2</sup>. Se tiene en cuenta siempre la posibilidad de ejercer subsidio cruzado<sup>3</sup> para reducir las tarifas de aquellos usuarios con ingresos menores y que no tienen las condiciones para pagar el servicio a su costo real.

Debemos saber que existen ciertos estándares de calidad<sup>4</sup> que deben de cumplir las empresas que brindan los diferentes servicios públicos, estos estándares están establecidos en diferentes normas.

<sup>1</sup> La tarifa es el precio final que se paga por energía eléctrica que se consume, a esta se le agregan varios conceptos como descuentos o regados correspondientes. (Endesa, 2014)

<sup>2</sup> La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, sólo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo. (MINEM, 1992)

<sup>3</sup> En Perú estos subsidios no se dan con recursos del estado, sino que la transferencia de recursos se da entre grupo de consumidores y pueden darse cuando: a) Cuando el costo del servicio es cubierto por un grupo de usuarios, quienes pagan un precio mayor al costo de servicio, cuyo excedente es utilizado para financiar el precio de otro grupo de usuarios que no puedan pagar el servicios, o alguna actividad de la empresa proveedora del servicio. b) Cuando para un grupo de usuarios el costo del servicio es menor o mayor, por lo que un grupo de usuarios termina pagando más que el otro (Torres Madrid et al., 2018).

<sup>4</sup> Estándares de calidad son algunos parámetros que se utilizan en la medición y evaluación de la calidad, estos pueden referirse a niveles óptimos de aplicación que se requiere cumplir en determinados procesos (puede ser de servicio). Estos sirven para determinar si es necesario modificar algún aspecto para mejorar

Para analizar los estándares de calidad en el servicio de distribución se deben de entender ciertos criterios como:

- Distribución eléctrica: un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos o equipos que permiten brindar energía en forma segura y fiable a distintos niveles de tensión ubicados generalmente en lugares diferentes (Bibing, n.d.).
- Alumbrado público: es la iluminación de vías, parques y plazas públicas, la cual permite garantizar la seguridad del tránsito peatonal y vehicular; por consiguiente, contribuye a mejorar la calidad de vida de la población (Manuico, 2013)
- Contraste de medidores: Es el proceso de revisión técnica que permite determinar los errores que presenta un sistema de medición. Esto se logra mediante pruebas a los transformadores corrientes y se comparan los resultados con los de un sistema patrón. (Jané La Torre et al., 2008)
- Interrupciones: Es un evento del voltaje, en el que cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente en el punto de conexión del usuario. Una interrupción es considerada larga según la IEC cuando dura más de 3 minutos, si dura menos de 3 minutos se denomina interrupción corta. (Mora Flórez, 2003)
- Facturación: Es la suma de todos los importes cobrados al mes (MINEM, 2013). Dentro de estos importes se encuentran:
  - o Cargo fijo: Son costos correspondientes a la lectura de los medidores, al procesamiento, a la facturación, reparto de recibos y a la cobranza.
  - o Mantenimiento y reposición de conexión: Es el costo asociado al mantenimiento y reemplazo de los componentes si se malograsen.
  - o Consumo de energía: Indica el total de energía eléctrica utilizada en el periodo de facturación multiplicado por la tarifa la cual es variable.
  - o Alumbrado público: Es el monto que se paga por contar con alumbrado público en las calles.
  - o Interés compensatorio: En caso de haber pagado la luz luego de vencido el recibo es que se cobra este interés.
  - o Impuesto General a las Ventas (IGV): es el 18% de la suma de todos los conceptos anteriormente mencionados.
  - o Electrificación rural: Es una contribución a la electrificación rural del país (Ley 27849: Ley general de electrificación rural).
- Calidad de suministro: Este concepto está directamente relacionado con la existencia u ocurrencia de interrupciones en el sistema eléctrico. Para medir este se evalúan indicadores como el número de interrupciones del sistema eléctrico, duración de las interrupciones y la energía no suministrada a consecuencia de estas (MINEM, 2008).

---

el servicio que se está brindando, en nuestro caso, en el servicio público de energía eléctrica. (María & Carrasco, 2015)

Para garantizar que las concesionarias cumplan con estos estándares de calidad, el estado ha facultado a ciertas entidades a realizar la labor de supervisión y fiscalización. Estas entidades vienen a ser los Organismos Reguladores, los mismos que se definirán a continuación.

**Organismos Reguladores:** El Estado ha ido cambiando su manera de brindar los servicios públicos a lo largo del tiempo, pasando de un rol prestatario a un rol regulador. Se tuvo que ver qué servicios tienen características de monopolio natural, para así garantizar su prestación a través de empresas privadas. Estas privadas deben de cumplir con los estándares mínimos de calidad establecidos a un precio regulado y, dado que determinar técnicamente estas políticas es una labor de difícil manejo (Tassano Velaochaga, 2008), las agencias reguladoras, u organismos reguladores, fueron las designadas a realizar esta función.

A partir de la ley 27332<sup>5</sup> se definió de mejor manera las funciones de cada agencia y entre sus principales funciones están: función supervisora, función reguladora, función normativa, función fiscalizadora o sancionadora, función de solución de controversias y función de solución de los reclamo; a continuación se mencionan dos de estas.

Función supervisora: es la que faculta al organismo regulador para verificar el cumplimiento por parte de las concesionarias de obligaciones legales, contractuales o técnicas; así como cualquier mandato o resolución emitida por el organismo regulador. (Tassano Velaochaga, 2008).

Función Fiscalizadora: es la facultad con la que cuenta el organismo regulador para imponer sanciones dentro del ámbito de su competencia por el incumplimiento de obligaciones indicadas en las normas respectivas.

Se hace hincapié en la función supervisora debido a que en el presente trabajo se realizará el análisis de la supervisión dentro del sector energía, en el subsector electricidad. Dentro de este subsector se estudiarán especialmente los mecanismos utilizados en la supervisión de la distribución eléctrica. Para delimitar la investigación se evaluaron a las empresas de distribución eléctrica, dentro de las que se buscaron aquellas que tienen más usuarios a nivel nacional.

---

<sup>5</sup> Los Organismos Reguladores a que se refiere el artículo precedente son organismos públicos descentralizados adscritos a la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM, 2000)

**Tabla 1: Empresas de distribución eléctrica con más usuarios a nivel nacional**

Distribuidora	Clientes
Electro Norte	382,709
Enel Distribución Perú	1,422,740
Hidrandina	829,919
Luz Del Sur	1,134,288

Fuente: Adaptado de memoria institucional Electro Norte, Enel Distribución Perú, Hidrandina y Luz Del Sur.

Es evidente que las empresas con más usuarios a nivel nacional son Enel Distribución Perú y Luz Del Sur, ambas están ubicadas en el departamento de Lima y su distribución de provincias y distritos es de la siguiente manera (según sus portales web):

**Tabla 2: Zonas de distribución eléctrica por concesionaria**

Enel Distribución Perú	Enel Distribución Perú
Lima Cercado	Zona norte de la ciudad de Lima Metropolitana
Ate Vitarte	Callao
Barranco	Huaura,
Chorrillos	Huaral,
Chaclacayo	Barranca
El Agustino	Oyón
Jesús María	
La Molina	
La Victoria	
Lince	
Lurigancho	
Chosica	
Lurín	
Miraflores	
Pachacamac	
Pucusana	
Punta Negra	
Punta Hermosa	
San Bartolo	
San Isidro	
San Juan de Miraflores	
San Luis	
Santiago de Surco	
Surquillo	
Villa María del Triunfo	
Santa María del Mar	
Cieneguilla	
San Borja	
Villa El Salvador	
Santa Anita	

Huarocharí	
Antioquía	
Chilca	
Callahuanca	
Carampoma	
Surco	
San Bartolomé	
Matucana	
San Mateo	
Santa Eulalia	
Ricardo Palma	

Fuente: Portal Web Enel y Luz del Sur.

**Supervisión:** Como se definió anteriormente, la supervisión es una actividad que, dentro de nuestra normativa<sup>6</sup>, la lleva a cabo el organismo regulador, quien contrata tanto empresas supervisoras y como a supervisores (personas naturales) para desempeñar actividades de supervisión así como operativos.

La distribución eléctrica cuenta con varios aspectos a supervisar, los cuales son parte de los procedimientos de supervisión en distribución y comercialización eléctrica, estos procedimientos son los siguientes.

- Supervisión de instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública (Res. Osinergmin 377-2006-OS/CD).
- Supervisión de la operatividad del servicio de alumbrado público (Res. Osinergmin 078-2007-OS/CD).
- Supervisión de contrastación de medidores de energía eléctrica (Res. Osinergmin 680-2008-OS/CD).
- Supervisión de reintegros y recuperos de energía eléctrica (Res. Osinergmin 722-2007-OS/CD).
- Supervisión de facturación, cobranza y atención al usuario (Res. Osinergmin 047-2009-OS/CD).

Cada uno de estos han sido diseñados y elaborados por el organismo regulador tomando como referencia la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), la Ley de Concesiones Eléctrica y su Reglamento, entre otras normas. Dentro de todos estos procedimientos de supervisión el presente trabajo de investigación se centrará en los siguientes aspectos:

1. Alumbrado.
2. Contrastación de medidores.
3. Facturación

---

<sup>6</sup> Ley N° 27332 marco de organismos reguladores de la inversión privada de la inversión de servicios públicos (PCM, 2000)



#### 4. Interrupciones.

Los procedimientos de supervisión relacionados directamente con los aspectos mencionados son los siguientes:

- Procedimiento de Supervisión de la Operatividad del Servicio de Alumbrado Público (Res. N° 078-2007-OS/CD).
- Procedimiento para la Supervisión de la Contrastación de Medidores de Energía Eléctrica (Res. N° 680-2008-OS/CD).
- Procedimiento para la Supervisión de la Facturación, Cobranza y Atención al Usuario (Res. N° 047-2009-OS/CD).

Por tal motivo es que el presente trabajo va a realizar el estudio de estos procedimientos y las normas a partir de la cual se elaboraron.

Cabe mencionar que los procedimientos de supervisión son documentos que muestran todos los pasos que un supervisor y/o empresa supervisora debe conocer para realizar una actividad de supervisión.

**Osinermin:** es el Organismo Regulador en el Perú, las siglas significan Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas. Antiguamente se llamaba OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía) y este fue creado el 31 de diciembre de 1996 mediante la ley N° 26734 y en enero del 2007 mediante los artículos 1, 2 y 18 de la Ley 28964 se creó el Osinermin tal cual se conoce actualmente. Entre las principales funciones que realiza Osinermin se encuentran la de supervisión y fiscalización de las diferentes actividades desarrolladas por empresas involucradas en electricidad (generadoras, transmisoras y distribuidoras – comercializadoras), gas, hidrocarburos líquidos y minería. Dentro de sus objetivos estratégicos se tiene el optimizar los procesos de supervisión y fiscalización; además, parte de su metodología de supervisión es el tomar una muestra representativa para verificar el cumplimiento de las normas por parte de las empresas concesionarias.(Carlos Isaac Torres Fernández, 2020).

### 1.2. Problemática

En primer lugar se hará un resumen de un documento de trabajo presentado por la Oficina de Estudios Económicos donde se explican los problemas en la supervisión de la calidad de los servicios eléctricos.

**La Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico** (A. Dammert Lira et al., 2004): La regulación ha sido siempre el aspecto que ha recibido mayor parte de la atención por los economistas y estudios; sin embargo, la supervisión representa grandes esfuerzos y recursos de las agencias reguladoras y vale la pena analizarlo.

La problemática viene a darse en diferentes aspectos como seguridad, calidad del servicio y medio ambiente, estas forman parte de la supervisión que realiza el regulador y se traduce en la poca evolución de satisfacción de los usuarios respecto al servicio público de electricidad.

La calidad del servicio eléctrico puede definirse como el conjunto de características que deben cumplirse para que la prestación del servicio sea aceptado por el conjunto de usuarios a los que se atiende.

En mercados de competencia perfecta, las personas optan por consumir a la empresa que ofrezcan la mejor calidad al mejor precio; es decir, buscan un óptimo en calidad-precio. Es por este motivo que en este tipo de mercados no se regula la calidad; sin embargo en el caso del mercado de distribución y comercialización, al ser el mercado un monopolio natural (un solo ofertante), resulta necesario implementar mecanismos de regulación económica y de calidad debido a que el consumidor no puede elegir libremente al ofertante.

La regulación no es necesariamente una solución al problema de la calidad debido a que los incentivos regulatorios implementados reemplazan a la tentación que tiene una empresa de minimizar sus costos dejando de lado la calidad.

Los esquemas de regulación basados en costos probablemente promuevan el nivel de la calidad solo si los incentivos promueven la inversión en mejoramiento de la calidad. Mientras que los mecanismos de regulación basados en incentivos como precios tope, motivarán a las empresas a ser más óptimas disminuyendo sus costos a costa de la calidad del servicio.

El sector de distribución eléctrica es donde se presentan mayores problemas de calidad del servicio eléctrico y a raíz de esto es que se crean las normas para garantizar estándares de calidad (en el caso peruano es la Norma Técnica de la Calidad de Servicios Eléctricos) mediante multas, compensaciones y sanciones.

En el Perú el ámbito de la supervisión del sector eléctrico se divide en 3: supervisión de la seguridad, supervisión del medio ambiente y supervisión de la calidad. Dentro de este último se encuentran 3 puntos adicionales:

**Calidad técnica:** dentro de este se tienen 2 subdivisiones adicionales, las cuales son la calidad del producto (aspecto que regula la tensión, frecuencia y perturbaciones) y la calidad del suministro (este solo hace referencia a las interrupciones).

En la presente investigación solo se verá la calidad del suministro en cuanto a calidad técnica; en ese sentido se procede a describir la calidad del suministro.

- Calidad de suministro: este aspecto supervisa la ocurrencia de interrupciones, lo que se traduce en eventos donde el voltaje en la conexión del usuario final llega a cero. Este es uno de los puntos más estudiados y en la norma peruana se tiene como indicadores más comunes la duración total promedio por usuario y la cantidad de interrupciones por cliente. Las tolerancias es de 10 horas para el primer indicador y 6 interrupciones en el caso del segundo

(para baja tensión), además que Osinergmin aplica la sanción correspondiente si la cantidad de medidores con errores (que exceden la tolerancia) superan el 5% de la muestra.

La manera de supervisar la calidad de suministro toma en cuenta 3 aspectos, el primero es sobre el reporte de interrupciones de la empresa, el segundo viendo el cálculo de indicadores de interrupciones, el cumplimiento de las tolerancias y sus respectivas compensaciones. El tercer punto es la fiscalización de las compensaciones.

El proceso de supervisión en sí tiene varios problemas como por ejemplo que no existe mucha data estadística que permitan construir los indicadores, las tolerancias de 10 horas y 6 interrupciones son más que nada cumplidas en Lima metropolitana. En las áreas de concesión del interior del país son pocas las empresas que cumplen con estos estándares y el indicador no mostró mejoras a pesar de un mejor desempeño de las empresas (hasta el año 2003)(A. Dammert Lira et al., 2004, p. 29).

Las cifras estadísticas del a GFE (ahora DSE División de Supervisión Eléctrica) ponderaban a los clientes sin considerar las diferencias del consumo de energía, de esta manera es que los datos obtenidos mostraban más que nada lo que los clientes con mayor consumo presentaban, a pesar que el 99% de los suministros eran clientes de baja tensión. La medida más idónea vendría a ser medir la cantidad de pérdidas por interrupciones por cada tipo de cliente.

Por otro lado, es importante señalar que los indicadores de calidad no han mostrado cambios significativos; sin embargo, los montos de compensaciones si se incrementaron (del año 2000 al 2003). Este incremento de las compensaciones se explica por el aumento del valor unitario por violación de tolerancias, el cual paso de ser 0.05US\$/kWh a 0.35US\$/kWh (A. Dammert Lira et al., 2004, p. 31), a pesar de este incremento el nivel de calidad continúa siendo bajo, por lo que se entiende que estas compensaciones no sugieren incentivos suficientes para que la concesionaria decida cumplir con los estándares de calidad normados o que las empresas no tienen los medios necesarios para mejorar su desempeño.

El segundo problema en los mecanismos de supervisión de interrupciones es el sesgo de los indicadores, dado que el principal indicador que se tiene es el registro de llamadas que hacen los usuarios, en este punto se debe tener en cuenta que quienes tienen más problemas con respecto a interrupciones por lo general no tienen acceso a telefonía fija según la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE) 2003.

El tercer problema de los incentivos es debido a la norma, debido a que los montos de las compensaciones no son lo suficientemente disuasivos para las empresas y esto se puede comprobar debido a que las empresas prefieren pagar la compensación que mejorar sus niveles de calidad. Lo que se busca con las compensaciones es minimizar la cantidad de interrupciones, para lo cual la empresa debió invertir más en este aspecto y de esta manera generar menos costos a la sociedad.

- **Propuestas en calidad de suministro:** En este proceso se indica que no es necesario el registro automático de las interrupciones en baja tensión, sino una adecuada supervisión del registro y para lograr esto sería necesario por ejemplo la instalación de medidores automáticos de interrupciones (relevadores), mediante los cuales se podría supervisar el registro de estos cortes tomando muestras aleatorias y representativas (la instalación de estos equipos no es muy costosa). Otro aporte vendría a ser que las llamadas telefónicas de reclamos por interrupciones sean reportadas al Osinergmin.

Se puede adicionalmente realizar una validación de la data enviada por el concesionario verificando los reportes de fallas del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú) las cuales se pueden obtener de los registro del COES (Comité de Operación Económica del Sistema).

**Alumbrado público:** Este otro aspecto también se tomará en cuenta en el presente caso de estudio, el indicador que se utiliza es la longitud de vías públicas que no cumplen con los niveles de iluminación según la norma y se expresa en porcentaje de longitud total de la vía con alumbrado deficiente. La tolerancia de este porcentaje es el 10% de la muestra.

En caso la suministradora incumpla con los estándares establecidos deberá compensar a los usuarios en función a la cantidad de energía que se haya cobrado a los clientes por este concepto. El regulador realiza las supervisiones de las compensaciones una vez por semestre, donde la muestra se obtiene del 1% de la longitud (como máximo) de las vías que cuenten con este servicio en el área de concesión de la empresa de distribución.

Entre los problemas de la supervisión de alumbrado público se tiene que la muestra no es obtenida con técnicas estadísticas adecuadas, ya que la muestra se obtiene calculando una porción de máximo 1% del total de longitud de vías que cuenten con alumbrado, lo cual indica que la muestra varía de acuerdo a la longitud de las vías del área de concesión sin importar la varianza o porcentaje de deficiencias que existan en la concesión.

Un segundo problema es la complejidad que se tiene para construir los indicadores establecidos en la NTCSE (cálculo de luminancia e iluminancia) además del alto costo que este cálculo significa (A. Dammert Lira et al., 2004, p. 38).

- **Propuestas aplicadas a alumbrado público:** El nuevo enfoque del procedimiento de supervisión de alumbrado público ya no prioriza la medición de la iluminancia y luminancia, sino más bien la tolerancia del máximo de unidades de alumbrado deficientes, siendo en el 2004 3%, 2.5% en el 2005, y así sucesivamente.

En cuanto al muestreo, se propuso que se deben evaluar las SED a ser supervisadas, posteriormente se realizaría la inspección de todas las unidades de la SED, siendo así la unidad de muestreo principal la SED y las secundarias las lámparas.

Dado que la cantidad de luminarias en la muestra cambia por área de concesión, se deben hacer cálculos ponderando los costos por proporción de cada tipo de luminaria, de esta manera se busca que las multas en caso se superen las tolerancias cubran los costos en los que incurriría la empresa en cumplir con la calidad normada.

Como resultado de estas nuevas medidas se tiene que el porcentaje de lámparas sin funcionar ha disminuido y como consecuencia las multas también han disminuido.

- **Resultados de las propuestas aplicadas por el Osinergmin:** Debido a las falencias anteriormente encontradas en la actividad de supervisión, Osinergmin rediseña el procedimiento de supervisión de alumbrado público en el año 2004. En este nuevo procedimiento puede encontrarse mejoras como el establecer incentivos para promover el desarrollo de programas de mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio eléctrico (Murillo Huamán, 2007, p. 72).

Entre otros cambios en el procedimiento de supervisión se encuentran la verificación de los reportes generados por los concesionarios, control del muestreo estadístico y el establecer sanciones disuasivas, como por ejemplo la omisión del cumplimiento de normas al exceder las tolerancias de los indicadores establecidos.

En el año 2007 se realizó una tesis titulada “Análisis del Impacto de la Fiscalización realizada por la Autoridad Regulatoria a la Calidad del Servicio de Alumbrado Público en el Perú”, donde se planteó que la calidad del servicio de alumbrado público en el Perú dependía directamente de la fiscalización que realiza Osinergmin. Esta tesis estuvo centrada en analizar el desempeño de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en cuanto a la calidad del servicio de alumbrado público que brindaban.

Luego de aplicar un modelo econométrico para cuantificar los resultados el autor brinda algunas conclusiones que son de importancia para la realización de este trabajo de investigación; en primer lugar afirma que en el año de estudio (2004) las deficiencias típicas se redujeron drásticamente (en un 10% aproximadamente), por lo que concluye que al reducirse las deficiencias típicas se está mejorando la calidad del servicio de alumbrado público (Murillo Huamán, 2007, p. 149). Esta mejora se sustentaría por la aplicación de la norma implementada en el 2004 por el Osinergmin.

En segundo lugar se precisa que requerir información muy especializada al concesionario solo podría ser relevante si el regulador tiene fácil acceso a esta, de lo contrario sería dificultosa la labor de supervisión del regulador.

En tercer lugar se menciona que el establecimiento de la escala de multas de acuerdo al incumplimiento, como el exceder las tolerancias, lograron reducir en 1.9% en promedio las deficiencias típicas (Murillo Huamán, 2007, p. 153).

**Calidad Comercial:** Dentro de este aspecto se encuentran puntos como la precisión de medición de energía, los medios de disposición para el cliente y otros relacionados al trato del cliente.

Respecto a la supervisión de la precisión en medición de la energía, lo que se busca es garantizar que la energía facturada no presente errores.

Según la NTCSE se considera que la energía fue aceptable si la cantidad de suministros que hayan sido inspeccionados y que cuenten con errores no sean más del 5% de la muestra supervisada.

De acuerdo al análisis hecho (A. Dammert Lira et al., 2004, p. 35), la supervisión de medidores es inadecuada debido a varios factores, el primero es que los resultados de este aspecto se muestran a nivel global y no parecen preocupantes; sin embargo, existían problemas serios ya que los resultados de las supervisiones regulares arrojaban un 2% de deficiencias, mientras que la campaña de supervisión realizada por iniciativa de Osinergmin mostró un 24% de deficiencias, esto significó alrededor de 22% de diferencia. El segundo factor viene a ser que en algunos casos se tenían resultados individuales satisfactorios, a pesar que en el parque de medidores de la zona de concesión se excedía la tolerancia permitida por la NTCSE, esto evita que se pueda implementar un esquema de sanciones adecuado.

Las amplias diferencias que existen en los resultados de la supervisión regular y las supervisiones de campaña de Osinergmin indican que existen problemas importantes en las actividades, siendo uno de los problemas los procedimientos y construcción de indicadores.

Un segundo problema en la supervisión de medidores viene a estar relacionado con los procedimientos estadísticos establecidos en la NTCSE, siendo el tamaño de muestra no adecuado para evaluar la calidad de precisión de medidores (se debería considerar un margen de error para un nivel determinado de confianza y realizar la selección de muestra de manera aleatoria).

Otro problema estadístico viene a ser que el muestreo no contempla una estratificación de medidores, solo los clasifica por tipo, antigüedad y marca, cuando debería estratificarse por niveles de consumos (seleccionar una muestra en el caso de medidores que muestran más consumo de energía).

El tercer problema de la norma es que no existen penalidades para sancionar de acuerdo a los resultados de las supervisiones, esto podría ser una razón por la cual las empresas no invierten en reemplazar medidores.

Un cuarto problema está relacionado con la renovación del parque de medidores. Según la normativa las tarifas solo reconocen lecturas de medidores con un máximo de 10 años de antigüedad, además de que obliga a reemplazar medidores que muestren deficiencias al ser contrastados; sin embargo esta renovación de medidores no se ha cumplido.

- **Propuestas en medición de energía:** Luego del análisis realizado se plantea que la selección de medidores que formaran parte de la muestra debe tener como criterio la última fecha de verificación, antigüedad de instalación, marca y modelo. Además se deben considerar todos los medidores supervisados en 10 años, lo cual indica que cada semestre debe

inspeccionarse el 5% del parque. Se aplicarán multas a las empresas que no cumplan con 3 aspectos estándares los cuales son: Si no se cumple con el 5% de supervisión del parque, si no se reemplazan los medidores que no estén conformes y por último si no se cumple con la planificación de medidores a contrastar.

- **Resultados:** La selección de la muestra debe tomar en cuenta la heterogeneidad de la población (varianza) para lograr que los resultados sean cada vez más exactos y mantener los niveles de margen de error. Adicionalmente debe de hacerse realidad la estratificación de la muestra en la NTCSE, haciendo esto se puede asignar mayor cantidad de medidores en lugares donde se tiene bastante diversidad para lograr una mejor precisión usando menos recursos (con el mismo número de contrastes se obtendrán menores márgenes de error). Para realizar esta estratificación se debe contar con una base de datos bastante desarrollada donde se tenga el tipo, antigüedad, marca y opción de tarifa del cliente; y para garantizar que la muestra no pueda ser manipulada ni modificada el encargado de los programas de supervisión debe ser Osinergmin. Será necesario también implementar un mecanismo de control para los resultados que envían las empresas, con el objetivo de eliminar cualquier incentivo que tengan para enviar información inexacta.

Para todos los casos se aplicarán multas de no cumplirse con los estándares de calidad, estas multas deben de reflejar el costo que incurriría la empresa al invertir en mejorar la calidad de medición con el objetivo de que las empresas prefieran invertir en mejoramiento de la calidad que en pagar la multa sin solucionar el problema de medición.

**Análisis adicional:** Luego de expuesto el funcionamiento del servicio público de electricidad y la problemática existente en cuanto a la supervisión de la calidad en este servicio, es necesario mencionar que muchas de las normas existentes han sido elaboradas y publicadas hace varios años, en algunos casos hasta 20 años atrás en algunos casos.

**Tabla 3: Normas relacionadas con los procedimientos de supervisión de energía eléctrica.**

Normas	Año
Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844)	1992
Norma Técnica de la Calidad en Servicios Eléctricos (DS-020-97-EM)	1997
Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas (RM 161-2007- MEM/DM)	2007
Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Res. Osinergmin 616-2008-OS-CD)	2008
Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica” (RM 496-2005-MEM/DM)	2005

Fuente: elaboración propia

Como se pudo evidenciar, las normas fueron publicadas muchos años atrás y quizás en una realidad que no es semejante a la actual. Existen ciertos puntos que se tomaron en cuenta para deducir que la situación actual no es la misma que hace 20 o 30 años atrás. A continuación algunos:

Aumento de la población: Es notable que el Perú ha crecido demográficamente en los últimos años, más aún en las últimas décadas. De esta manera es que podemos apreciar que se ha dado un mayor crecimiento en la población que forma parte de las zonas urbanas tal y como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 4: Aumento de la población total, urbana y rural en las últimas décadas.**

Años	Población total (personas)	Población total urbana (personas)	Población total rural (personas)
1990	21,764,515	-	-
1995	23,926,300	-	-
2000	25,983,588	18,534,702	8,204,677
2005	27,810,540	20,594,600	7,887,301
2010	29,461,933	22,635,742	7,500,133
2015	31,151,643	24,698,869	7,142,088
2016	31,488,625	25,107,890	7,063,260
2017	31,826,018	25,517,785	6,985,172
2018	32,162,184	25,928,586	6,907,949
2019	32,495,510	26,340,322	6,831,691
2020	32,824,358	26,754,086	6,777,900

Fuente(s): Instituto Nacional de Estadística e Informática - Encuesta Nacional de Hogares, Boletín Especial N° 21 página 25 a 123 Nov 2010, Instituto Nacional de Estadística e Informática - Perú: Estimaciones y Proyecciones de población Urbana y Rural por Sexo y Edades Quinquenales, Según Departamento, 2000-2015. Boletín Especial N° 19, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería-OSINERGMIN

El propio hecho de que ahora exista más población que hace 20 años es una muestra de que han variado las formas de prestación del servicio de energía eléctrica. Muchos usuarios han dejado las zonas rurales para vivir en zonas urbanas y por ende la accesibilidad y otras variables de la calidad del sector eléctrico han cambiado también. Por estos motivos es que debería analizarse cómo se supervisan estos aspectos de la calidad de este servicio.

Aumento de la desigualdad: Si bien es cierto que el Perú ha tenido un constante crecimiento en cuanto al PBI, también es cierto que esto no ha beneficiado de la misma manera a toda su población.



**Tabla 5: Ingreso promedio per cápita mensual**

Años	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Costa urbana</b>	1,024.50	991.37	998.26	994.36	1,024.65	1,030.08	1,051.16	1,069.67	1,083.22
<b>Costa rural</b>	605.77	649.94	660.70	623.67	662.26	656.88	694.88	720.74	715.91
<b>Lima Metropolitana</b>	1,230.61	1,236.87	1,266.91	1,284.02	1,338.73	1,301.69	1,303.13	1,368.18	1,289.00
<b>Sierra urbana</b>	1,072.82	1,103.82	1,077.35	1,045.04	1,059.56	1,024.45	1,058.51	1,114.21	1,110.79
<b>Sierra rural</b>	419.96	436.90	453.56	458.15	453.13	441.98	481.43	510.61	485.92
<b>Selva urbana</b>	904.70	909.00	880.67	882.13	887.85	902.78	901.45	959.84	932.60
<b>Selva rural</b>	455.71	439.87	419.06	422.35	423.84	399.92	422.09	454.89	448.70

Fuente(s): Instituto Nacional de Estadística e Informática - Encuesta Nacional de Hogares, Boletín Especial N° 21 página 25 a 123 Nov 2010, Instituto Nacional de Estadística e Informática - Perú: Estimaciones y Proyecciones de población Urbana y Rural por Sexo y Edades Quinquenales, Según Departamento, 2000-2015. Boletín Especial N° 19, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería-OSINERGMIN

Como se puede ver, en el caso de Lima Metropolitana, al igual que en la costa urbana y la sierra urbana, el ingreso promedio mensual de la población supera el sueldo mínimo<sup>7</sup> en más del 10%; mientras que en las zonas rurales el sueldo promedio mensual no llega ni a cubrir el sueldo mínimo. Esto muestra claramente que el crecimiento económico no ha reflejado desarrollo equitativo en el interior del país, sobre todo en las zonas rurales.

Por otro lado, se tiene la siguiente tabla que muestra el indicador de pobreza y pobreza extrema existente en cada región.

<sup>7</sup> El sueldo mínimo es de 930 soles desde el año 2018 hasta el 2021 (año actual) (Gestión, 2020)

**Tabla 6: Porcentaje de pobreza por regiones (%)**

Años	Pobreza/ Extrema pobreza	Costa urbana	Costa rural	Lima Metropolitana	Sierra urbana	Sierra rural	Selva urbana	Selva rural
2005	Pobreza	43.20	66.90	42.40	44.00	85.40	58.40	82.40
	Extrema Pobreza	3.10	15.00	3.50	8.10	47.90	15.30	34.80
2008	Pobreza	27.42	46.60	21.65	26.75	74.86	32.73	62.55
	Extrema Pobreza	2.31	8.12	0.96	5.60	38.24	5.18	27.63
2009	Pobreza	23.73	46.55	16.10	23.16	70.99	32.69	64.44
	Extrema Pobreza	1.64	7.82	0.73	3.75	34.05	5.19	28.59
2010	Pobreza	23.02	38.29	15.84	21.04	66.70	27.22	55.49
	Extrema Pobreza	1.65	6.66	0.85	2.53	27.59	5.30	21.44
2012	Pobreza	17.48	31.60	14.54	17.00	58.80	22.40	46.14
	Extrema Pobreza	1.15	4.90	0.69	1.94	23.98	3.79	14.19
2013	Pobreza	18.42	28.98	12.83	16.18	52.90	22.91	42.59
	Extrema Pobreza	1.10	5.89	0.16	1.73	19.00	3.14	12.11
2014	Pobreza	16.33	29.24	11.78	17.55	50.36	22.61	41.52
	Extrema Pobreza	1.03	8.97	0.18	1.63	16.95	2.97	10.51
2015	Pobreza	16.08	30.61	10.95	16.61	49.00	20.71	41.07
	Extrema Pobreza	0.91	4.77	0.34	1.30	16.49	3.47	10.87
2016	Pobreza	13.67	28.89	11.00	16.91	47.76	19.65	39.31
	Extrema Pobreza	0.31	5.99	0.17	2.25	14.89	2.95	11.96
2017	Pobreza	15.00	24.60	13.29	16.29	48.65	20.54	41.42
	Extrema Pobreza	0.80	3.41	0.65	1.73	14.93	3.14	11.15
2018	Pobreza	12.73	25.09	13.13	16.71	46.15	19.31	38.30
	Extrema Pobreza	0.48	2.56	0.23	1.34	11.95	2.80	7.65

Fuente(s): Instituto Nacional de Estadística e Informática - Encuesta Nacional de Hogares, Boletín Especial N° 21 página 25 a 123 Nov 2010, Instituto Nacional de Estadística e Informática - Perú: Estimaciones y Proyecciones de población Urbana y Rural por Sexo y Edades Quinquenales, Según Departamento, 2000-2015. Boletín Especial N° 19, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería-OSINERGMIN

Como se observa, existe aún mucho porcentaje de pobreza y pobreza extrema en las zonas rurales, ni siquiera en Lima (la capital) ha sido posible acabar con la pobreza extrema, ya que aún se cuenta con un 0.23% de la población en esta condición.

Más desigual aun es la condición de la sierra, tanto la zona urbana como la rural cuentan con más de 16% y 46% de pobreza; y más de 1% y 11% de extrema pobreza respectivamente. La misma situación de desigualdad se encuentra entre la selva urbana y rural, con más de 19% y 38% de pobreza; y más de 2% y 7% de extrema pobreza respectivamente.

Es necesario mencionar que la pobreza y extrema pobreza ha disminuido en las últimas 2 décadas, aunque de diferentes maneras en cada región del país, y que esto pudo significar el cambio de zona de residencia en el caso de muchos usuarios, de vivir en zona rural a una urbana. Este tipo de cambios podrían haber impactado en la prestación del servicio de luz, y por consiguiente en los mecanismos de supervisión que se utilizan actualmente; por tal motivo se debe analizar estos últimos.

Aumento de electrificaciones en zonas rurales y urbanas: Es importante mencionar que se ha logrado brindar el servicio de energía eléctrica a muchos más usuarios, llegando a más del 80% en zonas rurales. Esto se puede ver en la siguiente tabla.

**Tabla 7: Porcentaje (%) de hogares que acceden al servicio de energía eléctrica por red pública.**

Años	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Área urbana	97.04	97.48	98.14	98.38	98.63	98.78	98.88	98.87	98.89	98.95	99.04
Área rural	50.13	55.13	58.55	64.24	68.56	71.60	74.50	77.92	78.94	81.35	82.30

Fuente(s): Instituto Nacional de Estadística e Informática - Encuesta Nacional de Hogares, Boletín Especial N° 21 página 25 a 123 Nov 2010, Instituto Nacional de Estadística e Informática - Perú: Estimaciones y Proyecciones de población Urbana y Rural por Sexo y Edades Quinquenales, Según Departamento, 2000-2015. Boletín Especial N° 19, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería-OSINERGMIN

Es observable que hubo un gran incremento en las últimas dos décadas respecto al acceso de energía eléctrica en hogares ubicados en zonas rurales, pasando de 32% a más de 82%. Debido a este aumento de usuarios en la red de electrificación viene a ser importante el análisis de los mecanismos utilizados actualmente para supervisar la distribución eléctrica (INEI et al., 2020).

#### **Problema encontrado:**

Debido a varios factores como la antigüedad de las normas, el aumento en la cantidad de usuarios del servicio de electricidad en zonas rurales y urbanas, y el aumento demográfico en Lima metropolitana es que se debe realizar una revisión de los procedimientos de supervisión de distribución y comercialización eléctrica, con el objetivo de mejorar la calidad del servicio.

En el año 2004 Osinerg (actualmente Osinergmin) hizo un estudio de las supervisiones que se realizaban tanto en calidad de suministro como en calidad comercial del servicio de electricidad, en este se brindaron alcances para rectificar algunos errores que se daban en las supervisiones pasadas. Las precisiones otorgadas por este estudio se centraron en puntos como penalidades, compensaciones, obtención de muestras y tolerancias.

### **Hipótesis:**

Al revisar los procedimientos e informes de supervisión en distribución y comercialización eléctrica de aspectos como alumbrado público, contrastación de medidores, calidad suministro y facturación; se encontrarán aspectos que deberían mejorar para lograr optimizar la calidad de prestación del servicio público de electricidad.

### **Metodología:**

Para tener una línea base al realizar el caso estudio se pudo encontrar los siguientes instrumentos de regulación y así un buen control de calidad en distribución y comercialización eléctrica. Estos instrumentos fueron obtenidos de las bases de la calidad de servicio regulado, donde se explica cada uno de estos instrumentos (Fumagalli et al., 2010):

- Publicación de data de todas las operaciones del concesionario: dentro de este punto se detalla incluir accidentes, deficiencias, metas no cumplidas, entre otros indicadores que ayudarían a realizar una mejor supervisión.
- Establecer estándares mínimos de calidad (MQS por sus siglas en inglés): deben de ser determinados de acuerdo a la realidad que se vive en cada región o zona, ya que se cuenta con muchas variables como la diferencia demográfica, acceso, ubicación, nivel socioeconómico, entre otros.
- Establecer esquemas penalidades o beneficios: estos son aplicados al concesionario con la finalidad de cumplir con los estándares de calidad, además este punto indica que se deben incluir formas de compensación y/o penalización que sean efectivas, realistas y proporcionales.
- Ver la posibilidad de establecer contratos especiales en calidad de “Premium” entre concesionarias y usuarios: Esto debido a que existen diferentes clientes o usuarios que requieren un nivel mínimo de energía con ciertos estándares especiales y los concesionarios podrían hacer un contrato con estos usuarios para brindarles la prestación solicitada con una tarifa más alta, por ejemplo.

Teniendo como referencia estos instrumentos se empezará con el análisis de los mecanismos de supervisión vigentes y ver qué tan efectivos son. Por consiguiente, se analizarán diferentes puntos tales como:

- El tamaño de muestra que se tomaron para la supervisión
- Estratificación de las muestras
- Los mínimos niveles de calidad.
- Penalidades y compensaciones.

### 1.3. Temas a investigar y Metodología

En este punto se verá la normativa existente en la actualidad en el marco jurídico peruano que está directamente relacionado con la calidad en la prestación del servicio de electricidad. Adicionalmente se menciona la metodología a tomar como referencia para el presente trabajo de investigación.

**Normativa:** En primer lugar tendrá en cuenta normativa relacionada con los aspectos mencionados en el punto 1.2. Entre las principales normas se encuentran:

- Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (Decreto Ley 25844)
- Norma Técnica de la Calidad en Servicios Eléctricos (DS-020-97-EM)
- Norma de Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica (RM-496-2005)
- Norma Técnica del Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión (RM 013-2003-EM/DM)
- Ley Que Establece La Facturación Y Forma De Pago De Servicios De Energía Y Saneamiento Para Inmuebles De Uso Común (Ley N° 29128)

**Comparación con otros modelos:** El presente trabajo analizará la comparación de modelos, tratando de encontrar punto a mejorar de acuerdo a los mecanismos utilizados en otras legislaciones, tales como países europeos y Estados Unidos. Como fruto de estas comparaciones se espera obtener nuevas maneras de llevar a cabo las supervisiones, así como otras formas de calcular los estándares mínimos al momento de evaluar diferentes indicadores.

**Calidad vs Costo:** Se verá también la posibilidad de cuantificar un aumento en los niveles de servicio y calidad de suministro y producto, esto con la finalidad de ver qué tan factible es aplicar los cambios que se sugieran a la normativa existente y, de ser posible, una relación de cuanta inversión se requeriría para aumentar el nivel de la calidad.

## **CAPÍTULO II: ANÁLISIS DE NORMAS Y BASE METODOLÓGICA**

En la actualidad existe mucha normativa relacionada con la supervisión en distribución y comercialización eléctrica, es por este motivo que el presente estudio se enfoca en determinados criterios a tomar en cuenta al realizar una actividad de supervisión.

Entre estos criterios se encuentran básicamente 4.

- Alumbrado público
- Contraste de medidores
- Calidad de suministro (Interrupciones)
- Facturación

### **2.1. Leyes, reglamentos, resoluciones, normas técnicas y otros.**

Toda la normativa está relacionada, por lo que se tendría que hacer una revisión integral de varias normas; sin embargo, para enfocar el análisis tomarán las principales normas que van de acorde con los puntos mencionados anteriormente. Entre las principales normas se tienen las siguientes:

**Procedimiento de Supervisión de la operatividad del servicio de alumbrado público (Res. Osinergmin 078-2007-OS/CD):** Este procedimiento fue publicado el año 2007.

#### Definiciones:

Deficiencia del alumbrado público: se debe a la falta de elementos en unidades de alumbrado, o estando completos los elementos el estado o condición de funcionamiento de las unidades de alumbrado público está defectuoso o considerablemente deteriorado en comparación a su estándar de diseño, como norma, montaje o mantenimiento. Esto incide en el normal funcionamiento del servicio público de alumbrado. (GFE-Osinergmin, 2007, p. 5)

Deficiencia desestimada: no se toma como deficiencia los siguientes:

- Deficiencias que no sean típicas
- Unidades de alumbrado deficientes que no correspondan a la red de electrificación del concesionario.
- Deficiencias reclamadas/denunciadas ya subsanadas.

Deficiencias típicas: conjunto de deficiencias consideradas para la supervisión de operatividad de unidades de alumbrado público, reporte de deficiencias denunciadas y plazos de subsanación

- DT1: Lámpara inoperativa: Lámpara apagada, lámpara con encendido intermitente o inexistencia de lámpara.

- DT2: Pastoral roto o mal orientado. Cuando la luminaria, el pastoral, braquete o soporte a pared esté roto, desprendido o girado fuera de su posición de diseño que imposibilita el cumplimiento de su función.
- DT3: Falta de UAP. Cuando entre postes o soportes existentes con alumbrado, falta un poste de alumbrado originado por deterioro, choque de vehículos u otra causa; o existiendo el soporte falta el artefacto de alumbrado público.
- DT4: Interferencia de árbol. Cuando el follaje del árbol por su cercanía física a la luminaria interfiere al haz luminoso y origina zona oscura en la vía.
- DT5: Difusor inoperativo. Cuando el difusor de la luminaria esté roto, desprendido fuera de su posición de diseño, inexistente u opacado, que no permite el cumplimiento de su función operativa

Subestación de Distribución (SED): Conjunto de instalaciones para transformación de la energía que se obtiene de una red eléctrica de distribución inicial o primaria y la transmisión a las instalaciones de alumbrado.

#### Denuncias y subsanación de deficiencias:

Realizar una denuncia de Alumbrado Público: se indica que las deficiencias se darán a conocer mediante llamadas, correo, fax, por escrito, personalmente en las oficinas del concesionario y por el portal web de las concesionarias que han implementado esta alternativa.

El concesionario deberá almacenar el Registro Histórico de Deficiencias (RHD) reportadas. Estas deberán conservar información de acuerdo al anexo 1 (anexo 2 de este procedimiento) y una vez hecha la denuncia se deberá proporcionar al usuario el código de denuncia de AP (alumbrado público) en los 2 días siguientes.

Subsanación de deficiencias: La empresa concesionaria debe encargarse de subsanar la deficiencia típica únicamente, de no ser una típica se desestimará la denuncia. Además el concesionario deberá solucionar los inconvenientes reportados dentro de los 2 siguientes días hábiles en los casos de denuncias en zonas urbanas, además de 3 días siguientes de la denuncia hecha en zona urbana rural, rural y SER. El concesionario deberá completar adicionalmente las observaciones describiendo las acciones realizadas.

En caso la deficiencia no sea típica el concesionario deberá comunicar al denunciante, lo que deja abierta la posibilidad de que el usuario presente un reclamo. Por otro lado, las denuncias repetidas o hechas por error deberán ser desestimadas en el campo 26 del anexo 1 “Cumplimiento”, la justificación deberá consignarse en el campo 27 “Causa de no cumplimiento de plazo”.

El RHD del concesionario debe estar actualizado mínimamente con las denuncias hechas el día hábil anterior, esta información además debe estar colgada en la plataforma Web de la empresa

concesionaria para facilidad de acceso del Osinergmin. Cada denuncia permanece en el Portal por 2 años.

Las deficiencias encontradas por el Osinergmin por supervisión se incluyen en el RHD y se tratan de manera similar a las denuncias. En estos casos los plazos de subsanación de deficiencias se contarán desde el día hábil posterior a la suscripción o registro en el acta, o “de la fecha de admisión de la disposición de enmendar las deficiencias cuando su identificación sea por otro medio” (GFE-Osinergmin, 2007, p. 8)

**Tabla 8: Los plazos máximos para la subsanación de deficiencias**

Código	Deficiencia	Zona Urbana	Zona Urbano-Rural o Rural
DT1	Lámpara inoperativa (*)	Tres (03) días hábiles	Diez (10) días calendario
DT2	Pastoral roto o mal orientado	Tres (03) días hábiles	Siete (07) días hábiles
DT3	Falta de Unidad de Alumbrado Publico	Siete (07) días hábiles	Catorce (14) días hábiles
DT4	Interferencia de Árbol (**)	Cuarenta y cinco (45) días hábiles	Cuarenta y cinco (45) días hábiles
DT5	Difusor inoperativo	Siete (07) días hábiles	Catorce (14) días hábiles

Fuente: (GFE-Osinergmin, 2007)

Es aplicable una ampliación de plazos en casos especiales, los cuales deben ser debidamente justificados y enviados al Osinergmin para determinar si es procedente y determinar el plazo para subsanar las deficiencias; cada vez que se haya pedido la ampliación dentro de los plazos de subsanación.

Toda deficiencia de alumbrado público que los usuarios denuncien debe ser subsanada dentro de los plazos establecidos o dentro de la ampliación de plazo establecido. De no cumplirse con los plazos se deberá corregir las deficiencias en máximo 5 días hábiles. Estas denuncias que fueron atendidas fuera de plazo deberán tomarse en cuenta en el resumen de subsanación de deficiencias ubicada en el anexo 2 (Anexo 3 del procedimiento de supervisión de alumbrado público, columna g).

Supervisión del funcionamiento del servicio público de alumbrado: Las supervisiones se realizan a empresas concesionarias dos veces al año, las incluidas en el anexo 3 (anexo 1 del presente procedimiento de supervisión); una en el primer semestre y otra en el segundo solo a empresas que tengan instaladas 5000 unidades de alumbrado público o más al terminar el anterior año. Las empresas con menos de 5000 unidades serán supervisadas de acuerdo a lo que determine la Gerencia de Fiscalización Eléctrica GSE (actualmente División de Supervisión Eléctrica DSE) del Osinergmin.

La supervisión consiste en evaluar la operatividad de las unidades de alumbrado público, tomando hasta dos muestras representativas y aleatorias según el parque de alumbrado (una muestra para



zona urbana y otra para zona urbana rural, rural y SER). De dicha muestra es que se podrá determinar el porcentaje de unidades en estado deficiente del total de unidades inspeccionadas. Para las zonas urbanas solo se consideran deficiencias descritas en las Deficiencias Típicas, con excepción de la DT4 (interferencia de follaje de árbol); mientras que en zonas urbano rurales, rurales y SER solo se consideran las deficiencias DT1.

La supervisión en campo se llevará a cabo en cualquier mes de cada periodo (enero – junio y julio – diciembre) según la DSE. Si en estas supervisiones se ve que el concesionario excede las tolerancias permitidas se deberá iniciar un procedimiento administrativo sancionador.

El porcentaje de unidades deficientes no debe de superar el 1.5% semestral (este valor se mantuvo desde el 2014 en adelante) en zonas urbanas, dentro de estas deficiencias no se deben considerar las DT4 (interferencia por presencia de un árbol). En las zonas urbano-rurales, así como rurales y SER, la máxima tolerancia aceptada es del 2% y sólo se considera las deficiencias tipo DT1. Si la tolerancia es superada se aplicará la sanción respectiva.

Respecto a la información que se debe entregar al regulador; en zonas urbanas el concesionario tendrá hasta el quinto día hábil luego de finalizar el semestre para enviar la base de datos del parque de alumbrado público utilizando anexo 3. Para el caso de las zonas urbano-rurales, así como rurales y SER se debe aplicar lo establecido en la norma técnica de alumbrado público 013-2003- EM/DM y en la norma de alumbrado de vías públicas en áreas rurales 017-2003-EM/DGE (no se encontró mayor detalle del envío de base de datos en áreas rurales).

La fecha que se tomará como la de presentación de toda la información es la fecha registrada al finalizar el envío. La transferencia de estos datos se llevará a cabo a través del sistema integrado del Osinergmin del Portal Web o enviando al correo [ap@osinerg.gob.pe](mailto:ap@osinerg.gob.pe) en casos especiales con la justificación debidamente explicada en el correo.

Respecto a la selección de las muestras, se toma como base la información enviada por el concesionario y el parque de alumbrado público reportado. Para zonas urbanas la muestra se tomará por sub estación de distribución (SED) supervisando todas las unidades de alumbrado atendidas por la sub estación. En el caso de las zonas urbano rurales, rurales y SER la muestra se obtendrá por localidad supervisando todas las unidades de alumbrado (o puntos de iluminación establecidas en la norma técnica de alumbrado público) de la localidad elegida, las que podrían encontrarse en varios SEDs.

El concesionario podrá asistir a la selección de muestras, siendo su asistencia de este no indispensable para seleccionar las muestras. En esta selección se deben tomar muestras adicionales para reemplazar subestaciones o localidades que por razones excepcionales no puedan ser supervisadas.

Para realizar las inspecciones de campo la DSE informa con dos días de anticipación, plazo en el que el concesionario asigna a un representante. La SED seleccionada de la muestra para inspeccionar no deberá ser de conocimiento del concesionario hasta 1 día antes de la inspección. Para realizar la supervisión se tomará como referencia la información (mapa) que presentan al Osinergmin (a la Gerenc. Adjunt. Regulación Tarifaria GART, GRT actualmente). De no contarse con los planos estos podrán ser solicitados por el personal supervisor a la empresa el día de la supervisión antes de iniciar la supervisión aunque sólo sean utilizados de manera referencial a fin de mejorar el trayecto de actividad de supervisión y ver el estado de la infraestructura y sus instalaciones. El número de unidades de alumbrado de la SED se obtendrá como consecuencia de la supervisión de campo y en caso las instalaciones sean de terceros, el concesionario tendrá hasta el día hábil siguiente para acreditarlo.

Luego de realizada la inspección en cada unidad de alumbrado se consignará un acta entre los representantes del concesionario y el supervisor de Osinergmin. Si no se puede realizar a la inspección a una SED debido a la muy alta dificultad de acceso, peligro o cualquier factor adicional evaluado por el supervisor del Osinergmin, se debe elegir otra(s) SED reemplazante(s) de la muestra adicional tomada. La SED a escoger debe de pertenecer a la localidad que se está supervisando y que tenga al menos la cantidad de unidades de alumbrado de la SED que se está reemplazando; en el caso que no exista otra SED en la misma localidad o existiendo esta no cubra la cantidad de unidades de alumbrado, se procederá a escoger las SED de las zonas aledañas a la muestra a reemplazar hasta cumplir la cantidad necesaria.

Supervisión de la atención de los reclamos/denuncias de unidades de alumbrado: Se realizarán supervisiones una cada trimestre (de enero a marzo, de abril a Junio, de julio a septiembre y de octubre a diciembre) para verificar la oportuna solución de las deficiencias típicas que fueron reportadas pertenecientes a la concesionaria con un parque instalado no menor a 5000 unidades de alumbrado al término del año anterior. Para las demás concesionarias (con un parque menos a 5000 unidades de alumbrado), la DSE es la que determinará lo que se debe tomar en cuenta para la supervisión. Parte también de la supervisión es verificar que la información enviada en el RHD sea cierta.

Al término del trimestre se evaluará si el porcentaje del trimestre supera la tolerancia máxima aceptada, el indicador no debe de superar el 2% trimestral (GFE-Osinergmin, 2007, p. 13) , y de ser así se iniciará un procedimiento administrativo sancionador. El indicador es el porcentaje de denuncias de alumbrado público que se atendieron fuera del plazo respecto al total de denuncias que se reportaron en el trimestre.

Por otro lado, el concesionario debió mandar actualizada la información a través del portal web para que el regulador pueda ingresar, consultar, imprimir y descargar la información que vea por

conveniente. Esta información deberá consignar el registro actualizado del RHD para proceder con la supervisión de la misma. De aquí se podrá determinar la existencia de:

- Denuncias no registradas
- Información no actualizada de acuerdo a los plazos.
- Información inexacta de acuerdo a las deficiencias reportadas.
- Variaciones de los registros hecho en el RHD

Para verificar que la información consignada en el portal web sea cierta se realizarán revisiones constantes del RHD durante el trimestre de evaluación y con supervisiones de campo. De encontrarse irregularidades se procederá a comunicar al representante del concesionario por correo electrónico.

Se considera infracción y sanción:

- Superar los límites máximos de tolerancia mencionados (1.5% de unidades de alumbrado público deficientes en el semestre y 2% de denuncias atendidas fuera de plazo dentro del trimestre).
- Denuncias de alumbrado público no registradas en el RHD.
- No cumplir con los plazos de registro estipulados.
- Modificar o entregar información equivocada en el RHD.
- No atender las denuncias por deficiencias en unidades de alumbrado dentro de los plazos establecidos por el Osinergmin.
- Imposibilitar al Osinergmin el acceso al RHD ubicado en la web por razones atribuibles al concesionario.
- Incumplir con algún plazo de subsanación de deficiencias tipo DT1 cuando se esté afectando a todas las unidades de alumbrado de una SED.
- Reporte no preciso o incorrecto de la base de datos del parque de alumbrado público del concesionario.

**Procedimiento de Supervisión de Contrastaciones de medidores de energía eléctrica (Res. Osinergmin 680-2008-OS/CD):** Esta norma fue publicada en el año 2008.

Definiciones:

Aferición: pruebas realizadas por el fabricante o laboratorio acreditado por Indecopi a equipos de medición con el objetivo de validar su correcto funcionamiento

Certificado de aferición: documento emitido por la empresa fabricante, Servicio Nacional de Meteorología o por algún laboratorio que se encuentre acreditado por el Indecopi que contiene el

resultado de las pruebas que se llevaron a cabo según a las Normas Meteorológicas Peruanas o la base normativa IEC equivalente.

Contraste o contrastación de los sistemas de medición: Proceso técnico que ayuda a reconocer errores en el sistema de medición usando como patrón otro sistema. Podría ser parte de este proceso las pruebas a los transformadores de corriente.

Lote de medidores alternativos (LMA): Lote de registradores establecido por el Osinergmin para contrastar en caso no se pudiera realizar la supervisión al lote programado por motivos de difícil accesibilidad, cuestiones de seguridad o prohibición por parte del usuario; este último deberá ser debidamente probado describiendo las razones de porqué se opone el usuario al contraste. La concesionaria puede tomar hasta un 10% del LMP como medidores alternativos.

Lote de medidores programados (LMP): muestra de registradores indicados por el Osinergmin que deben de ser contrastados por parte de la empresa concesionaria.

Reemplazo de medidor: es la acción por parte del concesionario de optar por reemplazar un medidor en lugar de realizar la contrastación. Estos se cuentan como contrastes para este procedimiento de supervisión.

Supervisión coincidental: actividad que realiza el personal supervisor del Osinergmin en el mismo lugar, hora y fecha en el que se efectúa el contraste del artefacto.

La frecuencia con la que se realizan las contrastaciones de un medidor será una vez cada 10 años, la cual se cuenta desde la fecha del última medición o contraste; para el caso de medidores que no hayan sido contrastados antes se contará desde la fecha en la que se fabricó el artefacto o fecha de aferición en caso indique.

Las empresas concesionarias además tendrán que reportar en la entrega de base de datos la cantidad total de registradores de energía que estén colocados, sus años de elaboración, fecha de aferición y fecha del último contraste. (Jané La Torre et al., 2008, p. 25)

En cuanto a la selección de la muestra, el concesionario enviará una propuesta de medidores a contrastar, este lote deberá ser seleccionado en base a un análisis técnico comercial y teniendo en cuenta que se puedan contrastar. Los medidores que no se hayan podido contrastar por temas de seguridad, accesibilidad o negativa del usuario de manera reiterada deberán ser contrastados, previa programación, a más tardar al término de los siguientes dos semestres.

El tamaño del lote de los registradores a contrastar es de por lo menos el 5% de la cantidad total de registradores colocados que estén administrados por la concesionaria. Para establecer este 5% se utiliza la información del “Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad” elaborada por la GRT del Osinergmin teniendo en cuenta el último informe del semestre anterior. Si se da el caso de que no esté disponible la información necesaria,

se consideran los reportes de suministros brindados por la concesionaria, la cual puede verse en el anexo 4 (anexo 1 del presente procedimiento: “Información completa de Medidores de Energía”)

Dentro del 5% mencionado se encuentra el lote de registradores a contrastarse por la concesionaria según la NTCSE.

El punto “7.3.5 Control” de la NTCSE indica que el control de la precisión en medida de la energía es de manera semestral y se debe llevar a cabo en programas de periodicidad mensual, además la muestra debe ser como mínimo el 1% del total que atiende la empresa suministradora, aleatoria y dividida por estratos que representen el universo que atiende el concesionario. Esta muestra se divide de acuerdo a: 1) opciones tarifarias, 2) marca de medidores de energía y 3) antigüedad de medidores de energía. La muestra representativa es propuesta por el suministrador ante el Osinergmin, quien puede modificar lo que vea por conveniente asta en un 10% a fin de asegurar la representatividad de los estratos. Para la obtención de la muestra no se toman en cuenta los medidores que ya fueron controlados en los 10 anteriores periodos de control semestral. (MINEM, 2010, p. 39)

El Osinergmin selecciona el lote de medidores (mínimo el 5% del informe de la GRT) a supervisar por cada concesionaria para evaluar si estas han sido precisas en su medición<sup>8</sup>. Como anteriormente el concesionario ha controlado algunos medidores (el 1% que establece el punto 7.3.5 de la NTCSE), Osinergmin retira de su muestra (5%) estos medidores que ya fueron contrastados. Esta diferencia viene a ser la muestra de contadores que como mínimo deberá contrastarse.

Contrastación, cambio y nuevos de medidores instalados por reemplazo: Las empresas envían semestralmente su plan de contraste de medidores; lote de contadores programados y alternos, y la realización del esquema semestral de contraste.

Dentro del plan de contraste de contadores el concesionario presenta:

Cronograma de supervisión, que contenga la fecha de inicio y finalización estimada de las actividades de contraste o reemplazo de contadores.

Cantidad calculada de contrastes o reemplazos de contadores a ejecutar en periodos mensuales y la cantidad de cuadrillas de contraste, mencionando el rendimiento diario promedio.

Información sobre contadores útiles, en stock o que estén en proceso de adquisición para cumplir con todos los reemplazos o cambios, enseñando su marca, además de su modelo y año de fabricación.

---

<sup>8</sup> Se consideran precisas en su medición aquellos concesionarios que tengan menos del 5% de deficiencias en su sistema de medición. El porcentaje de deficiencias en el sistema de medición se calcula de acuerdo al punto 7.3.2 de la NTCSE. (MINEM, 2010, p. 39)

Actividades de propagación del Programa Semestral de Contraste, exponiendo sus beneficios; utilizando cartillas, además de folletos, charlas u otros medios informativos; precisando que es supervisado por el OSINERGMIN.

Formatos a utilizar en la actividad de contraste, reemplazo y cambio de contadores (tales como: información previa, notificación previa, acta de reemplazo y constancia de cambio de contador).

En cuanto al lote, de manera semestral es que la concesionaria propone al Osinergmin los lotes, tanto el programado como el alternativo. Se debe tener en cuenta el anexo 5 (anexo 2 del presente procedimiento) para la estructura y se considera como 1er semestre del primero de enero (01/01) al treinta de junio (30/06); y como segundo semestre del primero de julio (01/07) al treinta y uno de diciembre (31/12).

El programa periódico semestral de contraste se lleva a cabo a través de programas semanales (lote semanas de medidores programados y alternativos) que el concesionario envía al Osinergmin dentro de los plazos establecidos.

Los criterios a tomar en cuenta de los medidores a seleccionar para contraste son 1) año de fabricación, 2) última fecha de contrastación y 3) marca y modelo del contador.

Los medidores no deben de tener más de 30 años de antigüedad y si el medidor no cuenta con el año de fabricación o última fecha de aferición estos no podrán ser aprobados por la entidad (Osinergmin), lo cual significa que se deberá reemplazar en la muestra a supervisar por otros contadores que cumplan con las obligaciones establecidas.

La última fecha de contrastación del medidor, esta debe haberse realizado en un lapso de tiempo mayor o igual a 10 años. Por otro lado, se antepondrán las marcas y modelos de mayor antigüedad. Una vez que la empresa envíe su programa semestral de contraste propuesto, Osinergmin podrá observar y responder hasta 10 días hábiles después, luego se informará a la concesionaria las subsanaciones que se deben hacer y tendrá un plazo de 06 días hábiles para realizarlas. Pasados los 6 días, haya o no respuesta por parte de la concesionaria, el Osinergmin valida el programa de periodicidad semestral de contraste propuesto y envía el lote de contadores programados y alternativos a los representantes de la empresa concesionaria por correo electrónico.

Para la realización del contraste de medidores se debe de tener en cuenta lo establecido en la NTCSE, la cual indica que la verificación del sistema de medición se lleva a cabo de acuerdo a la Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 496-2006-MEM/DM. Esta norma indica:

En el punto 5 “Contrastación de sistemas de medición”, se indica que la contrastación sólo podrá llevarse a cabo por un contrastador, quien debe estar debidamente identificado ante el usuario y concesionario, y que el concesionario solo podrá realizar contrastaciones con autorización del Osinergmin. La solicitud de autorización para contrastación la evalúa la entidad reguladora (Osinergmin) en un plazo no mayor a 10 días hábiles una vez

recibida, si en este lapso de tiempo no hay respuesta por parte del regulador se entenderá como aceptada la solicitud.

La contrastación en laboratorio se realizará de acuerdo a lo establecido en las Normas Meteorológicas Peruanas o, a falta de estas, de acuerdo a la IEC (International Electrotechnical Commission) y/o de acuerdo a la norma ISO (International Organization for Standardization). Una vez retirado el sistema de medición para este tipo de contrastación, el concesionario deberá instalar un sistema de medición provisional en correcto funcionamiento, debidamente precintado y calibrado o con certificado de aferición. Estos casos deben de ser registrados por el concesionario y estar a disposición del Osinergmin en las condiciones que el regulador lo determine.

En los casos de contrastaciones en laboratorios el contrastador tendrá un plazo máximo de 5 días calendario una vez efectuadas las pruebas para reinstalar el sistema de medición. Tanto el usuario como el concesionario o sus representantes tienen derecho a presenciar la contrastación en campo o laboratorio sin que el contrastador pueda limitar este derecho.

La no presencia del usuario o del concesionario no invalida la contrastación.

El informe de contrastación debe de tener:

- o Los resultados obtenidos en las pruebas.
- o Las características de los precintos de seguridad retirados (por lo menos el tipo, número y color) y de aquellos instalados luego de la intervención.
- o El estado de las conexiones eléctricas del Sistema de Medición.
- o Las condiciones de operación y estado general de los componentes del Sistema de Medición que se observen al momento de retiro y/o intervención al mismo.

La deficiencia en el sistema de medición se mide tomando en cuenta: a) la prueba de marcha en vacío no cumple con lo establecido en la mencionada Norma DGE de contraste; b) si de una o más de las pruebas, realizadas al sistema de medición, resulta un error positivo mayor que el error admisible correspondiente establecido en la referida Norma DGE de Contraste; y, c) el Sistema de Medición no cumple con una o más de las pruebas y verificaciones adicionales las cuales son:

- o Funcionamiento del cronometro y verificación de la constante:

Durante la contrastación en campo el objeto a inspeccionar será el adecuado funcionamiento de la lectura, para ello se observa que la lectura no se encuentre trabada, que el alineamiento de los números no induzcan a error en la lectura, entre otros aspectos.

- En el caso de contadores de inducción; el rotor debe dar un número entero de vueltas de tal forma que el rodillo que gira más rápido o la aguja del integrador pueda ser leído con una exactitud suficiente que permita verificar la constante del contador.

- En contadores estáticos; se comprobará que la relación entre la información suministrada por la salida de control y la indicada en el visualizador corresponde a los datos que figuran en la placa de características.

En la contrastación de laboratorio se verifican los cronómetros, inspeccionando los engranajes del integrador y/o si algo puede estar afectando el funcionamiento de este accesorio. Se verifica además la constante del contador de acuerdo a lo establecido en el párrafo anterior (siguiendo el procedimiento de verificación del medidor dependiendo de si es un contador de inducción o un contador estático)

- Aislamiento del sistema de medición:

En la supervisión de campo se verificará la resistencia del aislamiento del sistema de medición entre las partes vivas con relación a tierra (se toma como referencia la tabla 1 de la NTP 370.304.2002). Si hubiese algún componente del sistema de medición que no cumple con esta prueba, se debe declarar no conforme este sistema de medición y el concesionario procede a realizar el reemplazo de sistema de medición. ((MINEM), 2005)

**Figura 5: Ficha técnica de las temperaturas máxima de operación por tipos de aislamiento – NTP 370.301**

NORMA TÉCNICA		NTP 370.301
PERUANA		5 de 47
<b>TABLA 1 - Temperaturas máximas de operación por tipos de aislamiento</b>		
Tipo de aislamiento	Temperatura límite (Véase NOTA 1) °C	
Cloruro de polivinilo (PVC)	70 conductor	
Polietileno reticulado (XLPE) y caucho etileno propileno (EPR)	90 conductor	
Mineral (PVC cubierto o desnudo expuesto al contacto)	70 envoltura	
Mineral (desnudo no expuesto al contacto y no en contacto con material combustible)	105 envoltura (véase NOTA 2)	
<p>NOTA 1: La temperatura máxima permisible en el conductor dada en la tabla 1 con los cuales los valores en las tablas 4 a 7 y 8 a 9 están basados, ha sido tomada de la IEC 60502:1983 e IEC 60702:1981 y son mostrados en estas Tablas.</p> <p>NOTA 2: Cuando un conductor opera a temperatura que excede 70 °C, deberá cerciorarse que el equipamiento conectado al conductor sea adecuado para la temperatura resultante en la conexión.</p> <p>NOTA 3: Para ciertos tipos de cables, puede ser permitida temperaturas de operación mayores dependiendo de la temperatura nominal del cable, sus terminaciones, las condiciones ambientales y otras influencias externas.</p>		

Fuente: (Heller et al., 2002)

Luego de realizada la supervisión se deberá entregar el informe en los plazos establecidos en el punto 6.1.3 de la RM N° 496-2006-MEM/DM.

En el caso de los contadores estáticos, la entidad (Osinermin) puede disponer de la programación de un sistema informático de control de las mediciones parametrizadas eléctricas, donde se supervisaría lo siguiente:

- Potencia Activa.
- Energía Activa.



- Energía Reactiva.
- Reloj.
- Opciones de display escogidas.

Si el sistema de medición no logra cumplir con lo programado, el concesionario deberá corregir las deficiencias encontradas inmediatamente, haciendo llegar al Osinergmin el programa inicial y rectificado de estos sistemas de control.

Por otro lado, los medidores que deberán ser reemplazados se cuentan como contrastes para fines de este procedimiento de supervisión. Las concesionarias deben garantizar que el medidor instalado funcione correctamente, tenga constancia de aferición o de contrastación, esté calibrado y dentro de su vida útil.

Respecto al cambio de medidores, si se detecta un medidor defectuoso debe cambiarse por otro que cuente con constancia de aferición o informe de contrastación, esté calibrado y dentro de su vida útil.

Información a enviar al regulador: La información se envía por el sistema FTP (File Transfer Protocol) a través del correo [contrastacion@osinerg.gob.pe](mailto:contrastacion@osinerg.gob.pe) u cualquier otro que la entidad (Osinergmin) indique; Osinergmin puede establecer en cualquier momento que se empleará otro medio para el envío de información. Se tienen plazos establecidos tanto para el envío de información semestral como mensual; a continuación se muestran ambos.

**Figura 6: Plazos para entrega de información 1**

<b>Cuadro N° 1</b>			
<b>Fechas límites para la transferencia y entrega de información semestral</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Detalle</b>	<b>Fecha de Transferencia y Entrega</b>	<b>Detalle de la Estructura de la BD en Anexo N°</b>
<b>1</b>	<b>Información del Total de Medidores de Energía Instalados actualizada al:</b>	<b>31 de marzo</b>	20 de abril
		<b>30 de septiembre</b>	20 de octubre
<b>2</b>	<b>Programa Semestral de Contrastes</b>	<b>Primer Semestre</b>	10 de diciembre
		<b>Segundo Semestre</b>	10 de junio
<b>3</b>	<b>Informe Semestral de Resultados</b>	<b>Primer Semestre</b>	20 de julio
		<b>Segundo Semestre</b>	20 de enero

(\*) La información referida a los formatos "Suministros BT" y "Suministros MT" (Anexo N° 1) en cumplimiento de la Base Metodológica para la aplicación de las "Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos", que remitan las concesionarias a OSINERGMIN, se considerará como Anexo N° 1 del presente procedimiento.

Fuente: (Jané La Torre et al., 2008)

**Figura 7: Plazos para entrega de información 2**

<b>Cuadro N° 2</b>			
<b>Plazos límites para la transferencia y entrega de información semanal</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Detalle</b>	<b>Fecha de Transferencia y Entrega</b>	<b>Detalle de la Estructura de la BD en Anexo N°</b>
<b>1</b>	<b>EI LSMP y el LSMA</b>	Dos (02) días hábiles de anticipación al inicio de la semana programada	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>EI RSCR</b>	Diez (10) días hábiles luego de concluidas las labores semanales de contraste y/o reemplazo.	<b>4.1 y 4.2</b>

Fuente: (Jané La Torre et al., 2008)

Supervisión del procedimiento: se contará con muestras aleatorias representativas las cuales deben estar conformadas por:

- o Una muestra semanal de medidores para realizar la supervisión del programa de periodicidad semestral de contraste.
- o Una muestra de cambio de contadores defectuosos para realizar la supervisión del cumplimiento del procedimiento de cambio de medidores defectuosos.

Para llevar a cabo la supervisión del programa semestral se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Osinergmin debe comunicar al concesionario el inicio de la Supervisión indicando quienes son sus supervisores; además como parte de la inspección se debe conceder al supervisor una copia de la estimación técnica de cada equipo contrastador (emitida por el organismo correspondiente, en este caso Indecopi) y la constancia de calibración de los equipos patrones y cargas a usar en el periodo (un semestre).
- Para realizar la supervisión de contraste, reemplazo o cambio de medidor defectuoso, Osinergmin deberá elaborar programas de supervisión de acuerdo a muestras aleatorias semanales y podrá ser de forma coincidencial o por flujo documentario.
- Las concesionarias darán alcance a los supervisores la siguiente información:

Contraste de medidores: Copia de notificación previa del suministro a intervenir en la contrastación e Informe de Contrastación.

Reemplazo de medidores: Copia de comunicación previa del suministro a intervenir, Certificado de Aferición o Informe de Contrastación del medidor recientemente instalado y documento de evidencia del reemplazo del medidor.

Cambio de medidores: Copia de comunicación previa del suministro a intervenir en la actividad, Informe de Contrastación del medidor con defectos, Certificado de Aferición o Informe de Contrastación del medidor recientemente instalado y documento de evidencia del cambio de medidor.

Otras que la entidad (Osinerghmin) considere pertinentes para la supervisión.

- Una vez culminada la supervisión de contraste, reemplazo o cambio de medidor, las empresas concesionarias colocarán un stiker en la cápsula del medidor. El diseño de este será elaborado por Osinerghmin antes de iniciar el año. Además, se debe mostrar escrito con tinta indeleble la actividad realizada (contraste, cambio o reemplazo), año y semestre de la actividad de supervisión, fecha y nombre de la empresa privada que realizó la inspección.
- Culminado el periodo semestral, la concesionaria deberá mostrar el Informe Semestral de Contraste, el cual debe tener el detalle de las diligencias de difusión elaboradas; aspectos notables sucedidos en el programa de semestral de contraste; y los Resultados de Contraste Consolidados (RCC) y los Resultados de Reemplazos y Cambios (RR y RC, estos de acuerdo al anexo 6, donde se muestran los anexos 5.1 y 5.2 de este procedimiento de supervisión)

Por otro lado, para dar como válido los contrastes, cambios o reemplazos de medidores se deben tener en cuenta los criterios de validación especificados en dicho procedimiento:

**Figura 8: Criterios de validación de contrastes, cambios o reemplazos de medidores**

<b>Cuadro N° 3 Criterios de Validación</b>	
<b>Contraste/Reemplazo de Medidores</b>	<b>Cambio de Medidores</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ El contraste fue realizado con un equipo patrón adecuado y que cuente con certificado de calibración vigente.</li><li>▪ El contraste fue efectuado por un técnico calificado como apto.</li><li>▪ El contraste fue ejecutado de acuerdo a lo establecido en la NTC o manual de procedimientos aprobados por el INDECOPI.</li><li>▪ El medidor reemplazante cuenta con certificado de aferición o informe de contraste.</li><li>▪ El medidor contrastado o reemplazado cumple con los criterios de selección establecidos en este procedimiento.</li><li>▪ El contraste o reemplazo fue realizado a un medidor que se encuentra contenido en el Programa Semestral de Contraste.</li><li>▪ El medidor contrastado o reemplazado fue realizado dentro del semestre.</li><li>▪ Los medidores incluidos en el Informe Semestral de Resultados forman parte de las programaciones semanales informadas al OSINERGMIN.</li><li>▪ El Informe de Contrastación, autorizado por el INDECOPI, cuenta con los registros y firmas correspondientes.</li><li>▪ El contraste fue ejecutado por una empresa no vinculada económicamente a la concesionaria.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ El documento de cambio de medidor ofrece información veraz, coherente y cumple con la normativa vigente.</li><li>▪ Los documentos entregados al usuario, de contraste y cambio de medidor, son conformes al original.</li><li>▪ Los medidores cambiados cuentan con el certificado de aferición o informe de contraste.</li><li>▪ El certificado de aferición o informe de contraste indica el laboratorio o entidad contrastadora responsable de las pruebas.</li></ul>

Fuente: (General Electricidad, 2005)

Se considerará como cumplido el programa semanal de contraste si se contrastó o reemplazó válidamente el total de los medidores establecidos por el Osinergmin. El muestreo del programa semestral de contrastes se dará como cumplido cuando se haya ejecutado válidamente el 100% de los contrastes de la muestra durante el periodo previsto. De igual manera, se considerará cumplido el muestreo semestral de cambio de medidores defectuosos cuando se haya realizado válidamente el cambio del 100% de los medidores defectuosos de la muestra bajo las condiciones establecidas en la NTCSE.

Se considerará infracciones pasibles de sanción si: 1) se remite información fuera de plazo; 2) No facilitar la información establecida por el presente procedimiento al Osinergmin; 3) No cumplir satisfactoriamente con los programas mensual, semestral y cambio de medidores defectuosos.

Disposiciones complementarias y transitorias: El Osinergmin tiene facultad de conformar muestras con la finalidad de analizar por lotes los resultados de los contrastes, si se evidencia que se tiene gran número de defectuosos dentro de un lote de medidores se indicará a la concesionaria que debe realizar las correcciones necesarias en un plazo que el Osinergmin determine.

**Procedimiento para la supervisión de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos y su base metodológica (calidad de suministro / interrupciones) (Res. Osinergmin 86-2008-OS/CD):** En este procedimiento se supervisa, en el caso de calidad de suministro, el correcto registro de interrupciones, cálculo de indicadores de calidad y pago de indemnizaciones.

La supervisión de la calidad de suministro se puede dividir en estos 3 aspectos:

a) Correcto cálculo de indicadores y monto de compensación: Se toma una muestra representativa para procesar los registros de interrupciones y se comprueba el correcto reporte de interrupciones, cálculo de indicadores y monto de compensaciones.

Procedimiento: Para la supervisión se elige una muestra de suministros aleatoriamente y para cada uno se realiza el cálculo de indicadores de calidad de suministro y el monto de compensaciones de ser necesario, para el cálculo se considera lo siguiente:

- o Los suministros que efectuaron reclamos por falta de suministro y el concesionario no consideró en el cálculo de indicadores.
- o Los suministros que debían ser compensados y que el concesionario no consideró.
- o Los suministros que fueron compensados con un monto incorrecto, para esto se calcula el monto reportado por la empresa y el monto calculado por el Osinergmin. La desviación máxima aceptada es del 1% con un mínimo de 0.01 dólares.

Evaluación de indicadores:

$$CCII = CVI/TCI \times 100 (\%)$$

- o CCII: Calculo correcto de indicadores y monto de resarcimiento por compensaciones debido a interrupciones.
- o CVI: Vienen a ser algunos de los casos en donde se comprobó el cálculo correcto de indicadores y monto en unidades monetarias de compensaciones por Interrupciones.
- o TCI: Tamaño de la muestra representativa donde se evaluó el cálculo de indicadores y compensaciones por interrupciones“Es considerado que la empresa concesionaria cumplió con el correcto cálculo de indicadores y compensaciones por interrupciones cuando CCII es igual o mayor al 98%”.(Osinergmin, 2008)

b) Funcionamiento de la central telefónica/fax para el servicio de atención de llamadas por fallas en el suministro: Este procedimiento de supervisión consiste verificar que se atienda el llamado con el apoyo de algún usuario.

El supervisor podrá solicitar una copia de la llamada del usuario a fin de evaluar la atención.

Indicadores:

$$AFCT = CVCF /CECF \times 100 (\%)$$

- o AFCT: Adecuado funcionamiento de la Central de Atención telefónica/fax para la atención de llamadas por falta de suministro.
- o CVCF: Casos donde se verificó el correcto funcionamiento de la central de atención telefónica/fax (incluye la verificación del cumplimiento del numeral 5.3.2 e) de la BM).

o CECF: Tamaño de la muestra donde se evaluó el funcionamiento de la Central de Atención Telefónica/Fax (incluye la verificación del cumplimiento del numeral 5.3.2 e) de la BM). “Se considera que la empresa presenta un adecuado funcionamiento de su Central de Atención Telefónica/Fax para la atención de llamadas por falta de suministro, cuando AFCT es igual al 100%” (Osinermin, 2008).

c) Cumplimiento de compensaciones por mala calidad de suministro de electricidad y la regularización de compensaciones por solicitudes de fuerza mayor denegadas.

Para este procedimiento se considera la muestra obtenida del “Procedimiento para la supervisión de la facturación, cobranza y atención al usuario”. En caso no se tengan casos de compensación por mala calidad en la muestra seleccionada, se tomará otra muestra representativa elegida por el Osinermin de casos compensados, para estos casos la empresa concesionaria tendrá 10 días hábiles para entregar las copias de documentos que sustenten las compensaciones.

#### Indicadores:

$$\text{CPCI} = \text{TRVI}/\text{TREI} \times 100 (\%)$$

o CPCI: Pago de compensaciones por mala calidad del suministro realizado de manera cumplida.

o TRVI: Cantidad total de recibos en donde se verificaron los pagos correctos de compensación de interrupciones (se considera la nueva muestra requerida en virtud a lo estipulado en el numeral 5.2.1 c)).

o TREI: Tamaño de muestra representativa obtenida de donde se evalúa la compensación por mala calidad del suministro. “La empresa cumplió con el correcto pago de compensaciones si el indicador CPCI es 100%” (Osinermin, 2008).

d) Cumplimiento de pagos por mala calidad de suministro: Para este procedimiento se toma una muestra de los casos que el COES haya imputado la mala calidad del suministro, esto se comunica a los concesionarios responsables de esta mala calidad para indicarles que tienen hasta 10 días hábiles para presentar documentos que sustenten la cadena de pagos realizados de acuerdo a lo establecido en la NTCSE y su BM.

#### Indicadores:

$$\text{CCPI} = \text{TCVI}/\text{TCEI} \times 100 (\%)$$

o CCPI: Correcto cumplimiento de los pagos correspondientes por mala calidad del suministro.

o TCVI: Cantidad total de casos en los que se identificó cumplimiento de la cadena de pagos por mala calidad del suministro.

o TCEI: Tamaño de la muestra representativa en donde se realizó la evaluación de la cadena de pagos por mala calidad del suministro. “La empresa ha cumplido correctamente con la cadena de pagos, cuando CCPI es 100%” (Osinergmin, 2008).

e) Cumplimiento de plazos establecidos para la entrega de la información: la empresa cumplió con la entrega de toda información solo si esta hizo llegar el 100% de la información requerida.

**Supervisión de facturación (Res. Osinergmin 047-2009-OS/CD):** Requerimiento de información (frecuencia, plazos y periodos de entrega/publicación de información):

La información que la empresa concesionaria debe enviar para facturación es:

- Cronograma de facturación semestral: esta información se enviará de manera semestral a través de la página web del Osinergmin. El plazo que tiene la concesionaria es hasta el décimo día hábil luego de haber iniciado el nuevo semestre.
- Relación de facturas modificadas en el mes: esta información deberá ser enviada de manera mensual por parte del concesionario y colgada en la página web del Osinergmin. El plazo que tiene la concesionaria es hasta el doceavo día hábil del siguiente mes.
- Número de suministros por tipo de tarifa: Esta información será presentada por la concesionaria de manera mensual a través del portal web del Osinergmin. La fecha de presentación deberá ser a más tardar al doceavo día hábil del siguiente mes.
- Duplicados de los recibos pertenecientes a la muestra establecida por la entidad (Osinergmin), lecturas de los medidores de los últimos 12 meses y el estado de cuentas corrientes de estos suministros: El concesionario deberá enviar a información requerida de manera mensual y hacerla llegar a través del portal web del Osinergmin. El plazo que tendrá para el envío de esta información será determinada por el Osinergmin.
- Alícuotas del servicio de alumbrado público aplicado por la empresa concesionaria, según algunos factores de proporción: Esta información deberá ser presentada de manera mensual al Osinergmin a través de su portal web a más tardar al décimo día hábil del siguiente mes.

La concesionaria, además de colgar la información en el portal web del Osinergmin, deberá contar en su propia web con la data estadística completa de recibos de por lo menos los 12 últimos meses de cada usuario que se tenga consignada.

Indicadores: Entre los indicadores que el procedimiento de supervisión menciona se encuentran:

**DMF Desviación de la facturación (monto facturado):** este indicador mide el grado de desviación del importe facturado mensual por la empresa concesionaria respecto al monto que Osinergmin calculó. Su fórmula está representada de la siguiente manera:

$$DMF = [(MFC / MCO) - 1] \times 100.$$

MFC = Monto Facturado por la Concesionaria.

MCO = Monto Calculado por Osinergmin, en base a la normativa vigente.

Para el cálculo realizado por el Osinergmin se tomarán en cuenta los conceptos nombrados a continuación:

- Cargo fijo.
- Cargos por energía.
- Cargos por potencia.
- Cargo por el servicio de alumbrado público de acuerdo al factor de proporción establecido.
- Cargo de reposición y mantenimiento de la conexión.
- Cargo por aporte para electrificación rural. (Jané La Torre et al., 2009)

**NCF: Nivel de la calidad de facturación:** Este indicador mira el nivel de desviación de los importes modificados en recibos, ya sea por re facturación, correcciones o anulaciones debido a errores en la lectura de los contadores o por errores de la concesionaria durante el procesamiento de facturación. En este indicador no se toman en cuenta los reajustes de tarifas realizados por Osinergmin ni las re facturaciones que no estén mencionados dentro de las causales; está representada por la siguiente fórmula:

$$\text{NCF} = (\text{N}^\circ \text{ RM} / \text{N}^\circ \text{ SF}) \times 100$$

Nº RM: cantidad de facturas modificadas (re facturadas, corregidas o anulaciones) durante el periodo del mes de evaluación por fallas en la lectura de los contadores o en el proceso de facturación imputables a la Concesionaria.

Nº SF = cantidad de suministros facturados, notificado por la Concesionaria en el mes evaluado.

Para determinar este indicador, las empresas concesionarias tienen la obligación de dar a conocer la cantidad de facturaciones y modificados (re facturados, correcciones o anulaciones) en el periodo mensual evaluado de acuerdo a los cuadros N°1 y N°2 del procedimiento. (Jané La Torre et al., 2009)

**AGF: Aspectos generales de las facturaciones:** A partir de la muestra obtenida con los recibos solicitados por la entidad (Osinergmin) y de información extra que se encuentra, se evalúan algunos aspectos de la facturación que las concesionarias deben de cumplir como:

1: tomar en cuenta las facturas de electricidad viendo la aplicación de la base legal en el sector eléctrico, teniendo en cuenta únicamente conceptos propios del servicio de electricidad.

2: Correcta aplicación de las modalidades de facturación.

3: Recibos con montos del descuento o recargos del FOSE correctamente indicados.



- 4: Consistencia y validez de lo informado en los recibos de electricidad.
- 5: Correcta aplicación de compensaciones por interrupciones
- 6: Aplicar un periodo de consumo mensual en los recibos de facturación de acuerdo a lo establecido en las normas vigentes.
- 7: Aplicar en la facturación de los recibos de electricidad, el periodo establecido en las normas vigentes, entre las fechas de emisión y vencimiento.
- 8: Aplicar facturación a promedio, sin exceder el plazo máximo y de acuerdo a los casos establecidos en la norma vigente.
- 9: Aplicar el promedio y liquidación de consumos de facturación semestral
- 10: Aplicar los impuestos establecidos en la norma vigente correctamente.
- 11: Aplica en caso se requiera los intereses establecidos en la norma vigente de manera correcta. (Jané La Torre et al., 2009)

## **2.2. Análisis de metodologías de supervisión existentes**

### ***2.2.1. Base metodológica de supervisión encontrada***

Este capítulo abarcará los puntos establecidos por Elena Fumagalli, Luca Lo Schiavo y Florence Delestre en el libro “Service quality regulation in electricity distribution and Retail”, en el que se precisan algunos mecanismos de supervisión empleados en distribución de electricidad. En segundo lugar se verán los costos de racionamiento calculados por Osinergmin a través de la Oficina de Estudios Económicos (actualmente Gerencia de Políticas y Análisis Económico) siguiendo una metodología de encuestas.

#### **1: Regulación de la calidad del servicio en distribución y comercialización eléctrica**

**(Fumagalli et al., 2010):**

**“Definitions and data collection”:** Este punto indica que para definir los aspectos no técnicos de la calidad del servicio primero se debe identificar los servicios más frecuentemente regulados, sus dimensiones de calidad e indicadores de calidad.

Se dividen los servicios entre los que se prestan antes de que inicie el suministro de energía y los que se dan durante la vigencia. Estos últimos se pueden dividir entre aquellos que son *regulares* y *ocasionales*.

Los procesos que existen antes de que comience el suministro incluyen solicitudes de conexión a la red e instalación de medidores y solicitudes para estimar los cargos por conexiones a la red o

para realizar cualquier trabajo relacionado. El indicador de calidad utilizado es el tiempo de espera para que se preste el servicio (días que demora una reconexión).

Los servicios regulares prestados durante la validez del contrato cubren facturación, contraste de medidores y servicios de atención al cliente o central de llamadas. En estos casos la calidad se mide principalmente por su regularidad y exactitud; por ende, los indicadores para estos servicios será el número de facturas incorrectas, la frecuencia de contrastación de medidor, satisfacción del cliente por la precisión en la información brindada en las centrales de llamada, entre otros.

Por otro lado, los servicios ocasionales suelen darse tan solo a petición del cliente, como puede ser la verificación de fallas o perturbaciones con el medido o el voltaje suministrado).

**Figura 9: Tipos de servicios brindados por una distribuidora**

Antes del suministro	Durante la vigencia del contrato	
	Regular	Ocasional
Proporcionar (suministro y metro)	Precisión de facturas estimadas	Respondiendo a fallas de un distribuidor por fusible
Estimación de cargos para conexión *	Medidor real lecturas	Quejas de voltaje
Ejecución de trabajos* relacionados con la conexión	Servicio al cliente centros	Problemas con el medidor
	Servicio en llamada centros	Programación de citas
		Responder a las solicitudes de los clientes para información
		Responder a las quejas de los clientes
		Reconexión por falta de pago
		Aviso de interrupción del suministro

Fuente: (Fumagalli et al., 2010)

Respecto a la calidad comercial, primero es importante que el regulador especifique la empresa a la que se le debe aplicar la normativa de calidad comercial (incluyendo la recopilación de data). Algunos aspectos podrían aplicarse a todas las empresas, como por ejemplo la velocidad de respuesta a reclamaciones, y otros aspectos se aplique solo a un segmento del mercado como es el caso del número de lecturas de medidores que aplica solo a empresas que ofrecen el servicio de medición (en el caso peruano todas las empresas deben brindar medición).

En cuanto respecta a la recopilación de datos, las instrucciones deben de estar bien diseñadas, para recopilar la información de manera confiable sobre el desempeño de empresas reguladas. Los procedimientos para medir este desempeño y reportar datos al regulador deben estar bien definidos de manera clara y debe ser igual para todas las empresas. Todos los indicadores que se hayan medido pueden ser publicados y algunos deben estar sujetos a regulación, probablemente en forma de estándares mínimos de calidad.

Para el caso de la medida de calidad no técnica (tiempo de espera) las empresas deberán registrar data necesaria como:

- Tipo de servicio solicitado
- Categoría de usuario final que solicita (el regulador puede aplicar pagos por compensación que difieran por tipo de cliente).
- Datos de identificación del cliente
- Fecha de recepción de solicitud de servicio.
- Fecha en la que se realiza el servicio.

Entre todos estos indicadores el más común en calidad comercial (tiempo de espera) se deriva de los dos últimos elementos antes mencionados. Cuando el servicio está regulado, la autoridad deberá establecer un estándar de desempeño, aunque siempre se deberá tipificar un conjunto de excepciones de cuando no se cumpla el estándar, esto debido a que las empresas no son las responsables de no cumplir con el desempeño en situaciones de fuerza mayor (situaciones como condiciones climáticas severas, desastres naturales, etc.). La empresa también puede atribuir responsabilidad a terceros, por lo que definir en qué casos la concesionaria tendrá responsabilidad es un tema delicado y debe ser lo más claro posible para evitar litigios.

Se debe tener en cuenta además que el trabajo de la concesionaria realiza actividades que dependen de la autorización del cliente u otros actores, por ejemplo se requieren autorizaciones para conectar a un nuevo cliente. El tiempo de las autorizaciones debe estar inscrito en el registro dado que estos tiempos no son responsabilidad del concesionario; por tal motivo es que el concesionario debe realizar un seguimiento de:

- Fechas de presentación de solicitudes de autorización y las fechas en la que se obtienen estas.
- Fecha de notificación de la finalización de las obras en las que el cliente es el responsable.

En caso de otros servicios comerciales el indicador viene a ser la precisión del servicio, lo que se conoce como la satisfacción del cliente. Este tipo de indicadores a menudo se evalúan con escalas de satisfacción respecto a aspectos como cortesía del personal, su disposición a ayudar, la precisión y utilidad de la información dada, entre otros. Toda esta información debe ser recogida por parte del regulador.

Finalmente, es importante asegurarse que existan los mecanismos necesarios para reportar la información contenida en el registro. El regulador debe definir un periodo de informe (por ejemplo del 1 de enero al 31 de diciembre) para que el concesionario realice las evaluaciones, además de proporcionar formularios o anexos para enviar la información y también establecer plazos máximos de envío. La información proporcionada por parte de las empresas debe publicarse de manera que se pueda comprar el rendimiento de las empresas; por lo tanto, las empresas también deben tener conocimiento de la forma y medios de publicación de los datos que reportan. Si es posible, el regulador debe realizar auditorías para enfocarse en la corrección de las medidas y sobre el cumplimiento de las normas relacionadas con el registro y notificación.

De realizarse una auditoría el regulador debe indicar los plazos establecidos para que las concesionarias puedan esperar a los auditores designados a realizar la actividad de supervisión.

**“Publication”:** La comparación entre empresas son formas eficaces de estimular los incentivos para lograr mejoras en la calidad. Este instrumento se puede emplear tan pronto como la data registrada por parte de los concesionarios esté disponible.

Cuando se aplican esquemas como Mínimos Estándares de Calidad y/o esquemas de recompensa y penalización, la información comunicada al público debe incluir el desempeño de la empresa concesionaria con respecto a los estándares de desempeño establecidos por el regulador. Si existe incumplimiento y este da lugar a sanciones económicas, esta información podrá también ser informada al público.

Existen varias maneras de publicar la información, primero es realizar un resumen de toda la información reportada por la empresa concesionaria, esta se puede publicar de manera anual en informes anuales que realiza el regulador. Esta información publicada puede mostrarse de forma estadística o puede referirse a empresas de manera individual.

Otra manera de publicar la información es la preparación periódica de informes sobre la calidad del servicio y poner esta información a disposición para su descarga en el sitio web del regulador. Otra opción es obligar a que las concesionarias informen sobre su desempeño directamente a sus clientes, adjuntando una nota a la factura una vez al año. Esta manera de hacer llegar la información al cliente es eficiente porque notifica de manera física la calidad del servicio que el cliente debería estar recibiendo.

Finalmente, el sitio web del regulador puede ser utilizado para almacenar una gran base de datos de libre acceso del público con todos los datos de la calidad del servicio.

**“Minimum quality standards”:** Los estándares mínimos de calidad son instrumentos que sirven para asegurar un mínimo nivel de calidad para todos los clientes. Dentro de estos niveles se puede mencionar dos formas de estándares:

- Estándares Garantizados (GS): esto se refiere a los niveles de servicio, o desempeño, que son estipulados por el regulador y que deben cumplirse en cada caso. Si el concesionario no proporciona el nivel de servicio requerido por el regulador, este debe compensar al cliente afectado teniendo en cuenta ciertas excepciones. Una GS se relaciona con un servicio y se compone de dos elementos: el estándar de rendimiento, el cual se establece en un nivel de servicio que es razonable esperar para entregar en todos los casos (10 días hábiles por ejemplo); y una tasa de compensación, un cliente tiene derecho a recibir un resarcimiento monetario por parte de la concesionaria si esta no cumple el estándar de desempeño estipulado.
- Estándares Generales (OS): Estos estándares cubren áreas de servicio donde el regulador considera que no se deben de dar garantías individuales, pero que las concesionarias deban de brindar el servicio en niveles de servicio pre determinados (sujeto a determinadas excepciones).

Un OS hace referencia a un servicio específico como el conectar a un nuevo usuario que requiera de obras complejas, y por su complejidad se establece un plazo para llevarlo a cabo en 40 días por ejemplo y que se deba cumplir como mínimo el 90% de casos. A diferencia de las GS en el caso de las OS no se pagan compensaciones en caso de incumplimiento del estándar de desempeño.

Usualmente las GS se refieren a transacciones que son más frecuentes, ocurren en una forma más estandarizada y por lo tanto son más numerosos. Además, como las GS hacen referencia a nivel de calidad de cada operación implica un control más estricto respecto al rendimiento; en consecuencia, los reguladores generalmente tienden a establecer un pequeño número de GS y OS, y a medida que el desempeño de la empresa mejora con el tiempo, el número de OS cae gradualmente y aumentan las GS. Otra alternativa es que el regulador tome como referencia la experiencia de otros países.

En el caso de las GS, los pagos de compensación pueden ser de manera automática o a petición del cliente. Los pagos automáticos no dependen de la intervención del cliente; si por ejemplo un GS no se ha cumplido, el concesionario debe pagar automáticamente al usuario una compensación y para hacer esto debe poder identificar al cliente que ha recibido el servicio debajo del estándar, todo esto es sencillo si el registro está bien actualizado y es exacto.

Por otro lado, cuando la compensación es a pedido los clientes deben comunicarse con el concesionario para recibir la compensación. De ser posible los reguladores deben de evitar este enfoque porque la experiencia demuestra que este tipo de mecanismo debilita el poder del instrumento regulatorio debido a que no todos los clientes afectados solicitan la compensación y los concesionarios pueden intentar desalentar las acciones del cliente con demoras exageradas en las respuestas o colocar trabas legales (casos frecuentes en Perú). Los pagos a pedido solo deben implementarse cuando no es posible realizar el seguimiento directo de cada operación, pero el regulador puede introducir otros mecanismos para fomentar que los clientes soliciten compensaciones, como formularios y procedimientos claros.

Los reguladores son los que deciden el monto de la compensación y el método de pago de la misma, esta puede ser una suma fija (usualmente diferenciada según la categoría del cliente, doméstico o no doméstico, y/o el nivel de tensión que usa, baja/media tensión). Para fomentar el pago en los plazos establecidos, los reguladores pueden establecer compensaciones de pago crecientes en el tiempo.

Las excepciones del pago pueden ser complejas y tienen varios escenarios ya que estas dependen de circunstancias de “fuerza mayor”, lo que quiere decir que está fuera del control del concesionario, en sí el concepto de “fuerza mayor” es delicado y puede diferir de un país a otro<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> En el Perú, el concepto y casos que se estipulan como “fuerza mayor” recae sobre el código civil y su calificación depende de los elementos: Imprevisibilidad, Irresistibilidad y Extraordinariedad. En la Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Ley 25844 se indica que “los concesionarios podrán variar

Las acciones de terceros también pueden ser una causa de excepción del pago de llegar a probarse (autorizaciones), por ejemplo, los usuarios mismos son terceros que podrían evitar que el concesionario brinde los servicios al nivel de calidad requeridos, este es el caso en que una concesionaria no puede acceder a las instalaciones del cliente si el cliente no lo permite, está ausente o por alguna otra razón, esto dejaría exento al concesionario de pagar una compensación. El cliente además puede no presentar su reclamo dentro del periodo establecido, lo cual haría que la compensación no se pague por estar el reclamo fuera de plazo.

El regulador es el que establece que los concesionarios son los responsables de asegurar que los clientes estén bien informados de sus derechos, dentro de esto, el concesionario debe tener cuidado al informar al usuario los escenarios en los que el pago es automático por incumplimiento de las GS y los procedimientos que los usuarios deben seguir en caso sea necesario un reclamo para indemnizarlos. Esta información puede hacerse llegar a través de cartas, carteles, folletos o en el sitio web del concesionario.

**“Reward and penalty schemes”:** Este es un esquema complejo que un regulador puede emplear para incentivar que los concesionarios ofrezcan niveles de calidad de servicio deseables.

Estos esquemas afectan directamente los ingresos de la concesionaria, dada su naturaleza punitiva, de acuerdo al desempeño que estas muestren. Este esquema busca equiparar las condiciones tal y como sucedería en un mercado competitivo, asociando niveles de calidad con mayores ingresos y viceversa.

Estos esquemas son más difíciles de diseñar que los GS y OS y requieren de bastante trabajo al momento de implementarlos. Los estándares mínimos de calidad es aparentemente un mecanismo eficaz y suficiente para mejorar la calidad de los niveles de servicio. Por estas razones es deseable que los reguladores se inclinen por el esquema de recompensa y penalidad sólo una vez adquirida experiencia práctica con los mecanismos de Estándares Mínimos de Calidad.

A diferencia de esto, el esquema de recompensa y penalidad es el preferido para regular la continuidad del suministro.

---

transitoriamente las condiciones de suministro de fuerza mayor”. Por otro lado, el Osinergmin, mediante la resolución (directiva) No. 010-2004-OS-CD y modificada con 265-2010-OS-CD, aprueba la directiva para evaluación de solicitudes de calificación de fuerza mayor para instalaciones de transmisión y distribución eléctrica. Dentro de esta directiva se establece el procedimiento, criterios básicos y requisitos básicos de evaluación de las solicitudes de calificación de fuerza mayor presentadas por las empresas. Así mismo, se precisa los supuestos que las solicitudes deberían de cumplir para ser considerados como eventos de fuerza mayor, entre estas se tienen: Actos vandálicos, averías por terceros, fenómenos naturales, accidente de trabajo y accidente de terceros, hurto de conductores y/o equipos eléctricos, avería provocada por poda o tala de árboles, riesgo por incendio aledaño a instalaciones eléctricas, solicitud de autoridades, otros eventos que cumplan con los principios establecidos en el numeral 1.1 de la presente Directiva. (Cacñahuaray Mitma, 2018)

## Continuidad del Suministro

### Definición and data collection:

Las interrupciones del suministro de los clientes finales dependen de todo el sistema eléctrico, el cual se compone por un sistema de generación, una red de transmisión y una red de distribución. La perturbación de la continuidad del servicio eléctrico está descrito por el número de interrupciones y el periodo de tiempo que estos ocupan. Es por esto que la continuidad del suministro se centra en Indicadores de Calidad que se concentran en frecuencia y duración de las interrupciones del suministro.

El objetivo de las instrucciones reglamentarias y la orientación sobre la recopilación de datos es obtener información confiable que describa el desempeño de la red de distribución con respecto a la cantidad de interrupciones y la duración de las mismas. Las características que la data debe de contener es:

- La información debe ser recopilación obtenida de manera uniforme por las empresas concesionarias de distribución eléctrica para así garantizar de alguna manera equidad.
- Los procedimientos para medir los indicadores de calidad deben estar claramente definidos con el fin de realizar auditorías de los datos recopilados.
- Algunos indicadores podrán estar sujetos a regulación, esto con el fin de verificar que la información registrada y ver que esta sea coherente con los objetivos de los mecanismos regulatorios que se elaborará.
- Toda información recopilada debe ser consistente con el equipo técnico disponible.

Usualmente es un poco más complicado recopilar información sobre interrupciones en puntos de entrega individuales, por lo tanto, se recomienda comenzar con las *mediciones de nivel del sistema* y luego pasar a las individuales. Es más sencillo llevar el registro de la cantidad de *interrupciones prolongadas* (más de tres minutos) que medir el número de *interrupciones breves* (de hasta tres minutos). Las políticas regulatorias deben centrarse en estas medidas durante los primeros años de implementación, las interrupciones es una de las principales preocupaciones de los clientes domésticos.

El proceso de recopilación de data sobre la continuidad del suministro se puede desagregar en cuatro pasos:

- Registrar todas las interrupciones y sus características.
- Digitalizar los indicadores de calidad relevantes del registro
- Informar estos indicadores a la autoridad reguladora (o para clientes individuales)
- Verificar la confiabilidad de la data comunicada por las empresas afectadas.

Es importante centrarse en un punto importante el cual es la redacción de un protocolo regulatorio, esto con la finalidad de que las empresas lo sigan al medir y registrar datos sobre la continuidad

del suministro. El regulador debe comprender completamente los eventos físicos que se están registrando, así como las funciones básicas que realiza el equipamiento de la red de distribución.

Las interrupciones se dan cuando existe una eliminación de un componente principal del sistema de energía y la regulación se centra en la interrupción de los componentes de la red de distribución. Los porcentajes de interrupciones por cortes en generación o distribución son pequeños y un operador de red de distribución no tiene control sobre la confiabilidad de estas etapas, por lo que no son prioridad en el análisis además que son operados por diferentes compañías.

Es importante identificar qué componentes del sistema están en el origen de la interrupción del suministro, esto para identificar las compensaciones o indemnizaciones (en el caso de las GS) o del cálculo de penalidades y recompensas que aplicarían normalmente por las interrupciones ocasionadas por eventos originados en la generación o transmisión. Por el contrario, salvo excepciones, el regulador responsabiliza a la concesionaria de distribución eléctrica por los eventos que ocurran en la red de distribución eléctrica. Comprender en donde es que se dan las interrupciones permite una supervisión más cercana del sistema.

Existe cierta diferencia entre las interrupciones planificadas y no planificadas. Las interrupciones planificadas ocurren cuando un componente se retira del sistema para realizar trabajos de mantenimiento programados, en teoría esto no afectará a los clientes si el sistema de red tiene cierto nivel de redundancia; por otro lado, a tensiones más bajas la redundancia no está siempre disponible, lo que se traduce que el mantenimiento preventivo y la reparación o cambios en el sistema solo se pueden realizar cuando el suministro de una parte ocasiona interrupciones a los clientes. Los clientes deben de ser informados de cualquier interrupción planificada con antelación, en este sentido se debe considerar que a los clientes les es indiferente si la interrupción es planificada o no, lo importante es si se les notifica o no al respecto para tomar sus medidas con antelación.

Las interrupciones no planificadas son causadas por cortes de componentes que surgen cuando se produjo una falla en el sistema de energía, lo que produce una intervención del sistema de protección que no es redundante, el sistema de protección provoca la interrupción de varios clientes. Si el sistema de protección no interviene es probable que la falla conduzca a la interrupción de un grupo mucho más grande de clientes y podría causar graves daños a equipo eléctrico.

Las fallas pueden ocurrir por diferentes motivos, podría ser por deterioro por antigüedad y desgaste, fabricación defectuosa, mantenimiento, eventos climáticos, eventos medioambientales como caída de árboles, o interferencia de terceros; de todas el regulador establece solo algunas *causas regulatorias* que vienen a ser dos o tres que dan lugar a sanciones económicas. Lo importante es identificar de la manera más clara cuales son los eventos que no están bajo el control de la empresa, los eventos excepcionales. En general se incluyen a veces condiciones climáticas



severas (que exceden los límites de diseño técnico de la red o que conducen a interrupciones prolongadas y generalizadas) y condiciones adicionales como intervención de la autoridad estatal (policía o bomberos), huelgas y daños evitables causados por terceros, accidentes aéreos, ataques terroristas y otros eventos similares. Es común agruparlos todo en un nombre como *eventos de fuerza mayor*.

Una vez identificadas las excepciones se establece que todos aquellos que no estén dentro de este grupo estarán sujetos a sanciones económicas. Con respecto al tiempo que duran las interrupciones, las empresas concesionarias están en la obligación de registrar los inicios y finalización de estas, ya que con estos datos se puede calcular la duración de la interrupción.

Interrupciones largas: La regulación de interrupciones requiere indicadores de desempeño promedio durante un tiempo específico, un periodo de informe que usualmente es un año. En la práctica los reguladores pueden usar varios datos estadísticos para medir el desempeño, pero se hace hincapié en dos: a) número promedio de interrupciones por usuario al año; y b) duración promedio de la interrupción en minutos por cliente al año.

Registro: Se debe tener en cuenta dos aspectos al elaborar procedimientos para el registro de interrupciones a nivel del sistema. El primero es asegurarse que la empresa concesionaria *realiza un seguimiento en todos los eventos de interrupción*. Los reguladores deberían de obligar a las concesionarias tomen nota cronológicamente de cada interrupción en un registro apropiado.

El segundo es que la empresa *realice un seguimiento de toda la información relevante* sobre cada evento de interrupción. Las instrucciones regulatorias deberían indicar el tipo de información que las concesionarias deben de registrar en cada evento, esto con el objetivo de tener un mejor nivel de comprensión de la continuidad del suministro ofrecida a los usuarios finales. En la práctica las concesionarias deberían de registrar 5 características fundamentales:

- Origen de la interrupción: puede ser la red de transmisión o distribución, si fue en el último de estos se puede registrar también el componente defectuoso y nivel de voltaje.
- Tipo de interrupción: planificada o no planificada.
- Causa reglamentaria de la interrupción: se analiza si existe culpa o no por parte del concesionario.
- Clasificación de la interrupción: puede ser larga o corta.
- Número de clientes afectados por la interrupción: se debe hacer el conteo respectivo. Calcular el número de afectados por una interrupción requiere de un estudio de clientes que a menudo toma mucho tiempo. Puede identificarse a los usuarios afectados a partir de un *modelo de conectividad* que vincula la información del cliente a la sección de la red donde está conectado. Cuando no existe un *modelo de conectividad* se puede suponer el número de clientes conectados a cada alimentador, esto debido a que puede establecerse a inicios de año y suele mantenerse constante.

### Indicadores estadísticos:

Se debe empezar definiendo los indicadores estadísticos y luego se discute como se crean estos en la práctica, los más utilizados son:

- Número medio de interrupciones al año por cliente
- Duración media de interrupciones por cliente al año
- Energía no suministrada.

SAIFI: este indica la frecuencia con la que un cliente promedio experimenta una interrupción prolongada durante un periodo de tiempo definido, usualmente un año. Debido a que existen muchas variables como el diseño, operación del sistema, o factores climáticos; no todos los clientes dentro de un territorio de distribución sufren el mismo número de interrupciones indicadas por el SAIFI, por lo que es recomendable hacer el cálculo para porciones pequeñas y uniformes en un mismo territorio de distribución

SAIDI: este indicador muestra la duración total de las interrupciones en minutos para el promedio de clientes durante un periodo determinado, usualmente un año.

ENS: hace referencia a la energía no prestada teniendo en cuenta la capacidad no suministrada durante la interrupción, se da en kW por año.

Este indicador ofrece mejor precisión mientras más datos exactos se tengan, por ejemplo se podría tener más puntualidad al calcular la cantidad de energía que no se ha suministrado en un sistema si se tuviese más grupos de usuarios a los que se les evalúe el nivel de carga con más precisión.

**Indicadores:** Los indicadores deben de ser construidos teniendo en cuenta las áreas del territorio que existen en el espacio del concesionario, es importante también establecer diferentes estándares de desempeño empleados para diferentes áreas geográficas.

Los indicadores obtenidos deben de ser publicados para que estos puedan ser comparados con los obtenidos por otras empresas concesionarias; por tal motivo las empresas también deberán ser informadas de la forma y medio de publicación de la data.

**Validación de información:** es conveniente que el regulador realice auditorías para confirmar los datos que se han registrado y publicado; por lo que se debe exigir a las empresas supervisadas que conserven toda la documentación registrada e involucrada en la presentación del desempeño. Para este tipo de registro se tienen los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition / Supervisión de Adquisición y Control de Data), en el que el distribuidor supervisa la red de manera sistemática en un centro de control, además estos sistemas pueden almacenar una gran cantidad de datos sobre eventos ocurridos y medidas de la red; con esto se podría automatizar el proceso de registro de datos. Los auditores podrán comparar y verificar que todas

las interrupciones se hayan registrado realmente y que la duración de las interrupciones se haya registrado correctamente.

Cuando no se tiene un sistema SCADA implementado el regulador deben ser conscientes de que están confiando únicamente en la precisión de las empresas en el seguimiento de las interrupciones. Los reguladores pueden introducir obligaciones o incentivos para que las empresas implementen sistemas SCADA o de telecontrol en toda la red de media tensión de manera gradual; estos sistemas solo deben introducirse si los beneficios en cuanto a confiabilidad de la red son mayores que los costos de implementación.

### **Interrupciones largas**

La medición del número y duración de las interrupciones prolongadas es difícil de obtener dado que es complicado identificar a los clientes afectados. Una complicación es que un mismo cliente podría ser alimentado desde diferentes sub estaciones dependiendo de la configuración de la red de distribución. Otra complicación es el gran número de clientes atendidos por la empresa concesionaria, llega a ser costoso el llevar el registro de las interrupciones y duración en este tipo de medición.

### **Interrupciones cortas**

Hasta la fecha los instrumentos regulatorios para medir las interrupciones cortas son limitados, por ejemplo los clientes industriales se han visto afectados por las interrupciones breves, ya que este tipo de interrupción puede ser tan grave como una interrupción larga para una fábrica.

Técnicamente, según la EN50160<sup>10</sup>, una interrupción accidental se clasifica como una interrupción corta cuando el suministro de energía se reestablece en menos de 3 minutos.

La mayoría de las interrupciones breves se deben a fallas en transmisión, estas requieren de un sistema de protección para que no ocasionen daños permanentes a los sistemas. Una falla frecuente transitoria es cuando un objeto pequeño causa una ruta temporal a tierra o un corto circuito transitorio, esto podría ser una rama que cae sobre un cable de alta tensión y se quema debido a la alta corriente durante la falla.

Para que el sistema no sufra ningún daño la falla debe desaparecer antes del tiempo que tiene el sistema de reenganche, si la falla dura más que el tiempo de reenganche se activa el sistema de protección, este activará el reenganche por segunda vez dando la posibilidad de que se pueda

---

<sup>10</sup> La EN50160 es una norma publicada por el CENELEC (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica) que lleva por título "Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución" y que indica las características principales de la tensión suministrada por una red general de distribución en baja tensión y en media tensión. (Usunáriz, 2020)

reestablecer la conexión del suministro. Cuando este sistema de “reconexión de múltiples disparos” reestablece el suministro en menos de 3 minutos la interrupción se cataloga como breve.

Inclusive, en caso existiera una falla permanente en el sistema, los usuarios podrían experimentar tan solo una breve interrupción, esto ocurre cuando los equipos de red logran aislar rápidamente la falla y restaurar el suministro a los clientes afectados.

La primera dificultad en la medición de las interrupciones se debe a la cantidad de estas que existen, teniendo en cuenta esto se debe hacer una diferencia entre redes operadas con sistemas SCADA y los que no. Las empresas que sí cuentan con un sistema SCADA podrán detallar información como la hora de inicio de interrupción y el momento en el que se logró levantar la complicación. Cuando no se tienen sistemas SCADA, realizar el cálculo de número de interrupciones puede ser complicado. En este caso los contadores deben de tener una periodicidad en las medidas que realicen (como 1 años por ejemplo), en estas mediciones las compañías no están obligadas de registrar fechas ni horas de las interrupciones breves (Ofgem, 2005b).

**Normas de desempeño y pagos de compensación:** respecto al número de interrupciones no planificadas existen diferentes estándares los cuales varían de acuerdo al país (2 en Francia, 8 en Estonia).

En este punto existen dos aspectos importantes, el primero es el tratamiento de la secuencias de interrupciones, dado que estos podrían crear ambigüedades teniendo en cuenta que una interrupción corta podría tomarse como parte de una interrupción larga. En segundo lugar, al establecer estándares o normas de gestión es importante realizar una diferenciación de acuerdo a zona geográfica o diseño de red, cuando se dispone de medidas individuales es posible implementar diferentes estándares de desempeño viendo las estadísticas de interrupciones.

**Indicadores regulados:** en interrupciones no planificadas, el regulador debe tomar la decisión de penalizar o recompensar el desempeño del privado. Al tomarse esta decisión se debe considerar si las empresas tienen más ingresos reduciendo las interrupciones y si las empresas podrían adoptar un plan de mantenimiento más eficiente. En adición con este punto, el regulador deberá especificar cuáles serán las excepciones.

Las recompensas solo deben de remunerar los costos de aumentar la calidad por encima de lo establecido como el estándar, de igual manera las penalidades deben reducir los ingresos si la calidad cae por debajo de la línea base.

Para establecer la línea base existen dos métodos, el primero es teniendo en cuenta el desempeño de la empresa a lo largo del tiempo de manera que se puede obtener un estándar adecuado para el desempeño de la empresa. El segundo método es teniendo en cuenta un modelo matemático de

ingeniería (por ejemplo, en Noruega se tiene un modelo matemático para establecer el estándar de desempeño, o ENS (energía no suministrada) esperado para cada empresa).

### **Temas Avanzados**

Existen algunos problemas tradicionales donde brindar una solución suele ser controversial. Uno vendría a ser el tema de las excepciones por *fuera mayor*. Dado la complejidad por identificar cuando se trata de una excepción de este tipo es que se han planteado soluciones alternativas: un primer método vendría a ser el estadístico, este tiene varias ventajas porque reduce los costos incurridos por las empresas y por el regulador para brindar y controlar la correcta exclusión del evento, distribuye estadísticamente los errores de identificación y es fácil de entender dado que solo se utilizan promedios y desviaciones estándar. El problema recae en que el análisis estadístico de indicadores de continuidad es un área aun no explorada, por lo que hay varias cuestiones no definidas aun.

Otro enfoque regulatorio vendría a darse ya no fijándose directamente en el resultado (la calidad) obtenido por las empresas, sino más bien enfocarse en los procesos que están envueltos en el resultado, haciendo hincapié en las fallas ocurridas y viendo los procedimientos que causaron las interrupciones (se podría introducir estadísticas de antigüedad y remplazos de componentes de la red dentro de la regulación).

### **Costo de Racionamiento (Informe-No.0010-2012-OEE/GART)**

El costo de racionamiento es el que asumen los usuarios del sector eléctrico, sean residenciales o no, por no contar con energía obteniéndola de alguna otra fuente alternativa de energía. Es decir, es lo que los usuarios pagan por un sistema alternativo de electricidad a raíz del corte del suministro de luz.

En el año 2010 se realizó un estudio gestionado por Osinergmin (Informe-No.0010-2012-GART) el cual estuvo a cargo del consorcio MACROCONSULT S.A. – INSTITUTO CUANTO con el objetivo encontrar un costo de racionamiento ideal para los usuarios afectados por toda interrupción del suministro de energía.

Para la realización de este informe se aplicaron encuestas a 4,860 usuarios de nivel tarifario BT5 con representatividad nacional. Se pudo supo que el consumo mensual promedio era de 130.7 KWh y que los ingresos promedio por hogar era de S/ 1,858 a nivel nacional.

Se consultó un escenario hipotético para mejorar sus barrios en el que sería necesario quitar el cableado de luz para reinstalarlo en el subsuelo, para esto se indicó que sería necesario realizar 2 de 4 horas a la semana, por cuatro meses (considerando meses de 4 semanas). Esto dio como resultado un total de 128 horas sin suministro de energía durante los 4 meses que duraría toda la

mejora. Los usuarios en indicaron que preferentemente se lleve a cabo el corte los días domingos (21%) o lunes (20%), y por otro lado indicaron que no quisieran que los cortes se realicen ni sábado (29%) ni domingo (29%). En cuanto al horario los usuarios prefieren que el corte se realice de 6am-11am, mientras que del otro lado no quisieran que el corte se realice de 7am-10am ni de 7pm a 10pm.

Posteriormente se les indicó a los encuestados que se podía contar con un mecanismo de emergencia que haría continuo el suministro de electricidad, pero para acceder a este era necesario realizar un pago adicional. De acuerdo a las respuesta y realizando las estimaciones necesarias, la Oficina de Estudios Económicos (actualmente Gerencia de Políticas y Análisis Económico) de Osinergmin determinó que el costo que los usuarios otorgan al costo de racionamiento por un corte programado es de US\$ 777.47 por MWh(OSINERGMIN, 2012, p. 34).

Por otro lado, se hizo la misma encuesta a usuarios industriales, comerciales (1,151 empresas de MT y 348 BT) y a 256 usuarios libres. Al igual que en el caso de los usuarios residenciales, la Oficina de Estudios Económicos determinó que el costo por cortes programados fue de US\$ 1,604.2 por MWh en el caso de usuarios no residencial de BT, de US\$ 1,624.1 por MWh para los de MT y de US\$ 245.52 por MWh en el caso de los Usuarios Libres, este último muestra valores menores dado que varios cuentan con unidades de autogeneración como respaldo antes cortes(OSINERGMIN, 2012, pp. 37–38).

Con estos datos obtenidos es que se podría calcular el costo de racionamiento para todo el sector eléctrico. Este costo se obtiene de un promedio ponderado de los cortes programados de todos los usuarios (residenciales, no residenciales BT, MT y clientes libres). El ponderado se debe realizar considerando la magnitud del corte generado (energía que no se llegó a suministrar) y que a su vez está asociada al consumo de energía de cada usuario. Teniendo en cuenta el consumo de cada tipo de usuario se realizó la ponderación para el racionamiento del sector eléctrico, para este se determinó que los usuarios residenciales (BT5B) consumen el 25.5%, los usuarios industriales y comerciales consumen el 5.6% (BT) y 21.2% (MT); y los clientes libres consumen el 47.7%. Luego de la ponderación se obtiene que el costo de racionamiento promedio es US\$ 746 por MWh(OSINERGMIN, 2012, p. 41).

### ***2.2.2. Distribución y comercialización eléctrica en otros países de la región:***

Se buscaron experiencias en cuanto a supervisión del sector distribución eléctrica en países vecinos con características similares.

**Colombia:** La autoridad encargada de la regulación en Colombia se denomina CREG (Comisión De Regulación De Energía Y Gas).

Se toman en cuenta los siguientes criterios para la el cálculo de la facturación:

- Subsidio: Es la diferencia entre lo que se paga por el servicio menos el costo de este servicio, cuando el costo es mayor al pago.
- Contribución: Aporte del 20% del costo del servicio para subsidiar a personas de menores ingresos.
- Tarifa: es el cobro que se le hace al usuario dependiendo de su estrato social o caracterización socioeconómica (industrial o comercial).
- Cargo por unidad de consumo: Se cobra de acuerdo a diferentes opciones tarifarias.
- Cargo por conexión: Se cobra solo una vez, hace referencia a la acometida y el medidor.

La estructura de la tarifa viene dada por:

$$\text{Costo serv.} = (C. Gen + C. Transp STN + C. TransDistrb + CVComerc + Restriccione) \times Consumo + CFComerc.$$

Por otro lado, el comercializador es el encargado de la medición de consumos y son los responsables también de liquidar y facturar a los usuarios. El comercializador tiene también el derecho a cortar el suministro de energía eléctrica por falta de pago por parte de algún usuario.

Al año 2010 existían registrados en Colombia 85 comercializadores, esto fue posible debido a que el mercado eléctrico colombiano ha logrado con éxito el establecimiento de un mercado privado en la etapa de comercialización.

En Perú se entiende por transmisión a la red que conecta la generación hasta una SED, y distribución desde una SED hasta llegar al usuario final.

La comercialización se ha identificado como parte del negocio eléctrico privado como es tradicionalmente Generación-Transmisión-Distribución. (Eléctrico Chileno Informe Final, n.d.)

**Chile:** El mercado de distribución es altamente concentrado ya que las empresas Chilectra y CGED llegan a poseer hasta el 75% de las ventas de distribución. La empresa distribuidora más grande está integrada verticalmente con el generador más grande (Chilectra 41% de ventas en distribución - Antuko Energy S.A. 2012 - Eléctrico Chileno Informe Final, n.d.).

El ente regulador existente en Chile se denomina Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC); esta entidad toma en cuenta algunas eventualidades para llevar a cabo sus actividades de Supervisión, las cuales son:

- Declaraciones en un periodo de tiempo determinado de las empresas concesionarias.
- Actividades de supervisión programadas para llevarlas a cabo.
- Reclamos por parte de los usuarios, ya sean clientes regulados o no regulados.
- Accidentes ocasionados por el normal funcionamiento de las actividades de una empresa concesionaria.

La supervisión por parte de la SEC está dado en 3 tipos de fiscalizaciones diferentes:

- Fiscalización Directa: Es una actividad realizada por propios funcionarios de la SEC
- Fiscalización Indirecta: Esta es realizada verificando la información recabada por la entidad de los privados.

La entidad cuenta con un sistema donde se logra procesar y analizar la información capturada. Esta viene desde el mercado eléctrico y se obtiene mediante el sistema SECstar, el cual es un Sistema Business Intelligence y logra capturar hasta 330 millones de registros mensuales.

La información puede estar compuesta por planes de ampliación o abastecimiento, de información entregada del privado, mediciones realizadas por parte de la entidad o de las actividades de supervisión y por otros datos que puedan ser de utilidad al momento de hacer el análisis.

Toda esta información debe ser ingresada a un sistema de monitoreo de mercado donde se realiza el procesamiento y análisis de la información, esto es ejecutado por la misma SEC utilizando su sistema de gestión llamado RankingSEC. El resultado obtenido luego de este procesamiento de la información es el panel de índices de continuidad del servicio, panel de interrupciones por cliente, panel de estadística por reclamo y expedientes de reclamos.

En base a toda la información capturada y luego de haber realizado el análisis pertinente, la entidad detectará las anomalías de mercado, por lo que se gestionarán supervisiones indirectas.

- Supervisión 3ra Parte: Esta se da por parte de organismos o entidades de certificación o inspección que hayan sido previamente autorizados por la SEC.

Luego de las actividades de supervisión se deberá dar lugar a las medidas que tomará la entidad, los cuales pueden ser Planes de Acción, Instructivos, Sanciones o Formulación de Cargos hacia el privado.

### ***2.2.3. Comparación con Estados Unidos y otros países europeos:***

En este punto se encontrarán algunos mecanismos empleados por países de la unión europea y por algunos estados de los Estados Unidos.

#### **Estados Unidos - Texas**

La generación es básicamente por energía calórica o térmica, generada a base de carbón o gas natural. Aproximadamente 15% de la energía producida se da a través de energía nuclear, hidroeléctrica y eólica.

El ente regulador de la transmisión eléctrica, gas natural y petróleo es la FERC (Federal Energy Regulatory Commission), y por otro lado se encuentra la PUC (Public Utility Commission), quien regula la transmisión eléctrica y su distribución para asegurar que el servicio sea seguro y



confiable, además maneja un programa que informa y asiste a los clientes al momento de elegir a su comercializador de acuerdo a su código postal.

Las distribuidoras tienen la obligación de contar con una política de neutralidad ante los diferentes proveedores minoristas de energía (REP, Retail Electric Providers); de igual manera se encargan de supervisar que no exista ningún tipo de discriminación de clientes según sea su REP.

Los comercializadores (o REPs) pueden ser tan solo de dos clases, afiliados a la empresa eléctrica local o independiente (también pueden ser cooperativas eléctricas), su función es básicamente la de vender electricidad, facturar por la venta y proveer servicio de calidad al cliente.

Los usuarios tienen la capacidad de elegir entre proveedores y comercializadores, no existen cargos por cambiarse de operador, pero sí existen cargos por terminar el contrato antes de lo pactado.

Existe cierta protección para los usuarios, por ejemplo, si un usuario se queda sin REP, entonces automáticamente el que le brinda la energía viene a ser el comercializador local afiliado a su localidad. Por otro lado, todos los REP tienen prohibido por ley el desconectar a un usuario que tenga en su vivienda a alguien en estado crítico de salud hasta en 63 días después de emitida la factura de luz eléctrica, en caso el cliente haya faltado al pago el REP deberá contactar al usuario antes de realizar la desconexión.

### **Estados Unidos - California**

La generación de energía eléctrica en California está dada en su mayor parte por energía térmica (a partir de gas natural), la siguiente fuente de generación más utilizada es la generación hidroeléctrica con un 15% de la capacidad total.

La entidad reguladora encargada es la CPUC (California Public Utilities Commission, Comisión de Servicios Públicos de California), quien regula el servicio público de electricidad, gas natural, comunicaciones, ferrocarril, agua, transporte ferroviaria y transporte de pasajeros.

La otra entidad reguladora es la FERC antes mencionada en el caso de Texas, Estados Unidos, quien regula las tarifas de uso de transmisión y tasas de operación del sistema.

En este estado los usuarios tienen la posibilidad de escoger a su empresa comercializadora o ESP (Electricity Service Provider, Empresa Proveedora de Servicio) quien es la que ofrece y vende la energía generada, si los clientes no escogen un comercializador, automáticamente estarán siendo abastecidos por el proveedor local al que se denomina UDC (Utility Distribución Company, Compañía de Distribución de Servicios Públicos).

### **Reino Unido**

En el Reino Unido la distribución eléctrica local funciona como un monopolio mientras que la comercialización de energía eléctrica se divide en actividades competencivas.

El regulador de Reino Unido, OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets, Oficina de mercados de Gas y Electricidad) considera que no es necesario establecer estándares de calidad

para los segmentos del mercado donde exista efectiva competencia entre los actores, es más, considera que la competencia efectiva es la mejor manera de proteger a los clientes en términos de precios y nivel de servicios.

De acuerdo al principio mencionado, la OFGEM ha ido eliminando progresivamente los GS (Guaranteed Standards, estándar garantizado) y OS (Overall Standards, Estándares Generales) cuando consideraba que la competencia era lo suficientemente alta como para garantizar los servicios comerciales. Es importante mencionar que, luego que el sector se abrió a la competencia (comercialización eléctrica), el OFGEM continuó sus estándares mínimos de calidad para el servicio de medición por un periodo de tiempo y sigue siendo aplicado siempre que el regulador considera que las empresas con posición dominante ejercen control sobre la actividad regulada; sólo cuando el regulador considera que existe un nivel efectivo de competencia es que levanta los Estándares Mínimos de Calidad.

#### Ejemplos:

1: Para el servicio de Reposición de fusible en caso de que se quemara, el estándar de desempeño es:

- 3 horas en un día laborable y 4 horas en otros días. La compensación es de 20 libras para clientes nacionales y extranjeros.

2: Las interrupciones programadas del suministro deben informarse con dos días de anticipación como mínimo, de no cumplirse este estándar de desempeño la compensación será de 20 libras para clientes nacionales y extranjeros.

El reglamento del Reino Unido brinda una descripción detallada de los servicios, obligaciones y excepciones que se indican:

- Respuesta del concesionario en caso se quemara un fusible: Cuando el concesionario es notificado mediante una llamada telefónica sobre un fusible que ha dejado de funcionar, y la notificación se recibe en horario laboral, se debe enviar a un operario para reemplazarlo o reestablecerlo el servicio dentro de 3 horas en días laborables, y dentro de 4 horas en otros días.

- Aviso de interrupciones programadas de suministro: El concesionario debe informar al menos con dos días de anticipación por escrito indicando el día que se dará la interrupción. Si el concesionario no da el aviso o el suministro se interrumpe en un día diferente, debe de realizar un pago al cliente luego de que éste presente un reclamo calificado. Los reclamos deben de presentarse en máximo un mes desde que se produjo la interrupción. (Fumagalli et al., 2010)

En el documento de la OFGEM (2006b) se detalla más de los GS en la distribución eléctrica, en esta se indica que los reguladores deben de prestar atención a los aspectos generales y a las excepciones de los GS. Se presente a continuación algunas de las excepciones generales:

- Si se requiere información del cliente para cumplir con el estándar garantizado, y este envía la información a una dirección diferente, o llama fuera de los horarios establecidos.
- No es factible que la concesionaria cumpla con lo establecido debido a:
  - Factor climático.
  - Huelga de empleados del concesionario.
  - Incapacidad de acceso a instalaciones pertinentes.
  - Probabilidad de infringir una ley de cumplir con lo establecido.
- El cliente ha cometido una infracción de la Ley de Electricidad de 1989 o no ha pagado uno de los cargos adeudados después del aviso de reconexión.

Es útil también presentar un extracto de la descripción de los servicios regulados.

- Respuesta a deficiencia de medidores reportadas: este es el caso cuando el concesionario recibe una notificación de un cliente doméstico que considera que un medidor está operando fuera de los márgenes de error normales o que existen circunstancias que podrían causar que varíe su funcionamiento fuera de los márgenes de error. Al ocurrir esto el concesionario debe enviar una persona a visitar las instalaciones dentro de 7 días o enviar una explicación del motivo dentro de 5 días como máximo.

Por mencionar otro aspecto, las interrupciones cortas que son producto de una interrupción larga se registran como interrupciones separadas. Las interrupciones que siguen a una interrupción larga se registran como interrupción solo si ocurre a más de 3 horas de haber terminado la interrupción larga. Las interrupciones cortas para algunos clientes que vienen a consecuencia de interrupciones largas de otros clientes en la misma red de distribución no deben registrarse.

### **Hungría**

El regulador en Hungría se denomina HEO (Hungarian Energy Office). Las obligaciones de las GS se aplican a las distribuidoras en su calidad de operadores de redes y comercializadoras de electricidad.

En contraste con el Reino Unido, la regulación Húngara indica que las GS “responden a solicitudes escritas para información” y “corrección de facturas”; estos servicios son normalmente regulados cuando no existe competencia en la comercialización eléctrica.

Una característica llamativa de la regulación húngara es que el pago de compensaciones es automático y ha pedido; son automáticos los pagos menores y los otros se hacen de acuerdo a un formato de solicitud. Este mecanismo de compensación incentiva a las empresas a establecer compensaciones automáticas. Se tiene los siguientes ejemplos:

- Aviso de interrupción de suministro: debe notificarse a los usuarios con al menos 4 días de anticipación para interrupciones de 4 horas, y al menos 8 días para interrupciones superiores a 4 horas.

- Corrección de facturas: La empresa concesionaria debe reembolsar al consumidor en un plazo máximo de 8 días luego de verificar el error en la factura de la luz.
- Respuesta a medidores con deficiencias: El cliente solicita que se contraste un medidor, a lo que la concesionaria deberá examinar este dentro de 15 días como máximo. La concesionaria deberá reemplazar los medidores defectuosos o inexactos en un plazo de 8 días.

Por otro lado, el desempeño general de las concesionarias es evaluado en cuanto a servicios de red como “conexión de un nuevo usuario” y “medición de lecturas”. El desempeño por concesionaria se evalúa de manera individual y el rendimiento estándar se establece en diferentes niveles para las actividades de la red y actividades de venta minorista.

### **España**

En el caso de España, existen problemas de conexión que pueden requerir intervenciones desde muy simples a muy complejas por parte del concesionario. Establecer que es una intervención simple o compleja no es sencillo, por lo que el CNE (Comisión Nacional de Energía) ha establecido una clasificación de las actividades que pueden incluirse dentro de una conexión. El estándar de desempeño depende del nivel de tensión y de la complejidad de la conexión.

Cumplir con los estándares garantizados es complicado, debido a que existen varios factores que retrasan la ejecución de las obras, estos factores incluyen el tiempo necesario para obtener autorizaciones administrativas para trabajos relacionados con la conexión o retrasos que se dan debido a que clientes complican el terminar trabajos. Este tipo de medidas deben de tenerse en cuenta al medir el tiempo adoptado por el concesionario para cumplir con el servicio. (Fumagalli et al., 2010)

### **Italia:**

Las interrupciones que vienen luego de una interrupción corta o larga se deberán de registrar como interrupción separada solo si ocurre a más de 3 minutos de la interrupción precedente. Las interrupciones cortas que ocurren para un grupo de usuarios mientras otros usuarios de la misma red de distribución sufren una interrupción larga deberán de registrarse como interrupciones separadas.

### **Francia:**

Las interrupciones cortas que viene luego de una interrupción larga o corta se registra como interrupción separada solo si esta ocurre después de 2 minutos o más después de culminada la interrupción inicial. Las interrupciones cortas que ocurran a más de 1 hora luego de alguna interrupción se considerarán como interrupción separada.

### CAPÍTULO III: RECOMENDACIONES

Para la realización del presente capítulo se recopilaron informes de supervisión que las diferentes empresas supervisoras contratadas por Osinergmin realizan periódicamente; así como información que muestra Osinergmin en sus memorias anuales.

**Memorias anuales:** Las memorias anuales de los últimos 10 años muestran indicadores de las actividades de supervisión de los aspectos estudiados que han ido variando a lo largo del tiempo. Se irán mostrando los cuadros donde se hizo una compilación de los resultados de supervisión en cada año por aspecto.

- Supervisión de la operatividad del servicio de alumbrado público: en este punto se tomó como principal indicador el porcentaje de unidades de alumbrado deficientes. En el siguiente cuadro se observa la tolerancia establecida para determinados periodos de acuerdo a la norma. Además se puede ver que estos límites fueron superados en varios semestres de acuerdo a las memorias institucionales anuales del Osinergmin.

Según el procedimiento de supervisión de alumbrado público, en el caso que se supere la tolerancia se le aplicará la sanción respectiva a la empresa concesionaria.

A continuación se muestra la tabla con los porcentajes de defectuosos por semestres y sus respectivas tolerancias.

**Tabla 9: Porcentaje de unidades de alumbrado público deficientes y tolerancias por periodos.**

Año - Semestre	% de unidades deficientes	Tolerancia
2007 - 1	2.01%	2.01%
2007 - 2	2.17%	2.01%
2008 - 1	1.69%	2.01%
2008 - 2	1.59%	2.01%
2009 - 1	1.41%	2.00%
2009 - 2	1.44%	2.00%
2010 - 1	1.51%	1.90%
2010 - 2	1.39%	1.90%
2011 - 1	1.22%	1.80%
2011 - 2	1.30%	1.80%
2012 - 1	1.25%	1.70%
2012 - 2	1.16%	1.70%
2013 - 1	0.87%	1.60%
2013 - 2	1.06%	1.60%
2014 - 1	1.56%	1.50%
2014 - 2	1.44%	1.50%
2015 - 1	1.52%	1.50%
2015 - 2	1.64%	1.50%
2016 - 1	1.34%	1.50%
2016 - 2	1.21%	1.50%
2017 - 1	1.61%	1.50%
2017 - 2	1.92%	1.50%
2018 - 1	1.38%	1.50%
2018 - 2	1.34%	1.50%
2019 - 1	1.41%	1.50%
2019 - 2	1.34%	1.50%

Fuente: Adaptación de memorias institucionales de los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 ((Osinergmin, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018)

- Supervisión de contrastación de medidores: Este procedimiento de supervisión busca garantizar que los medidores se encuentren en buenas condiciones y que así puedan mostrar eficientemente el consumo mensual por parte de los usuarios, para esto se estableció en el procedimiento de supervisión que como mínimo se deben supervisar el 5% del total de medidores instalados que se encuentren en el área de concesión de la empresa responsable.

A continuación se muestra la tabla de resultados en la supervisión de contrastación de medidores de acuerdo a las memorias institucionales del Osinergmin.

**Tabla 10: Medidores contrastados por año y el porcentaje de medidores que se encontraron defectuosos y fueron reemplazados.**

Año	Medidores contrastados (miles)	% de medidores defectuosos
2005	375.900	6.20%
2006	391.200	5.40%
2007	405.500	4.40%
2008	405.800	3.60%
2009	386.300	3.40%
2010	399.600	3.60%
2011	394.400	3.20%
2012	449.300	2.80%
2013	460.200	2.80%
2014	248.000	3.00%
2015	509.314	3.70%
2016	540.098	3.00%
2017	564.499	3.40%
2018	581.158	3.50%
2019	297.213 <sup>11</sup>	4.80%

Fuente: Adaptación de memorias institucionales de los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 ((Osinergmin, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018)

Según los datos obtenidos de las memorias institucionales podemos apreciar que el porcentaje de medidores defectuosos ha ido disminuyendo, pasando de un 6.2% de medidores defectuosos del año 2005 a un 3.5% de medidores defectuosos en el año 2018. No se pudo encontrar la cantidad de medidores contrastados en todo el año 2019.

- Supervisión de la calidad de suministro (interrupciones): En las memorias institucionales se muestran algunos indicadores correspondientes a la calidad del suministro, en los primeros años se pudo encontrar el porcentaje de las interrupciones no reportadas por las empresas concesionarias. Este indicador se dejó de mostrar en las memorias institucionales y se hizo más énfasis en otros como es el caso del SAIDI (tiempo total promedio de duración de interrupciones por usuario) y SAIFI (frecuencia media de interrupciones en un periodo).

En el siguiente cuadro se muestran el porcentaje de interrupciones no reportadas y el tiempo promedio de duración de las interrupciones por usuario en el año (SAIDI).

<sup>11</sup> Esta cantidad de medidores supervisados solo corresponde al segundo semestre del año 2019, en la memoria institucional no se consideraron los medidores reemplazados en el semestre 1 del año 2019.

**Tabla 11: Medidores contrastados por año y el porcentaje de medidores que se encontraron defectuosos y fueron reemplazados.**

Año	Interrupciones no reportadas del año	SAIDI en horas (Lima)
2005	12%	-
2006	10%	-
2007	9%	-
2008	8%	-
2009	3%	13.00
2010	2%	17.00
2011	3,9%	16.00
2012	2%	15.30
2013	5,8%	18.70
2014	-	19.50
2015	-	19.70
2016	-	17.20
2017	-	17.40
2018	-	14.90
2019	-	24.7 (Lima y provincias)

Fuente: Adaptación de memorias institucionales de los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 ((Osinergmin, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018)

Respecto a la cantidad de interrupciones no reportadas por parte de las empresas concesionarias se puede apreciar que incrementó el último año en el que se mostró este indicador; por otro lado, la duración promedio de las interrupciones por usuario ha variado de manera particular teniendo subidas y bajadas a lo largo de los años.

- Supervisión de facturación: Se encontró que el indicador evaluado en las memorias institucionales antes del año 2014 era la desviación del monto facturado, este indicador dejó de mostrarse del año 2014 en adelante<sup>12</sup>.

A continuación se muestra la tabla con la desviación del monto facturado expresado en porcentajes.

<sup>12</sup> En las memorias institucionales de los años 2014 al 2019 no se encontraron indicadores que hagan referencia a la facturación en sí, solo se pudo apreciar la afirmación “se ha mejorado la precisión en la facturación debido a que se contrastaron medidores en el año”(OSINERGMIN, 2019).



**Tabla 12: Medidores contrastados por año y el porcentaje de medidores que se encontraron defectuosos y fueron reemplazados.**

Facturación	Desviación de monto facturado (%)
2005	0.0687%
2006	0.0520%
2007	0.0062%
2008	0.0334%
2009	0.0113%
2010	0.0045%
2011	0.0042%
2012	0.0040%
2013	0.0070%
2014	-
2015	-
2016	-
2017	-
2018	-
2019	-

Fuente: Adaptación de memorias institucionales de los años 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 ((Osinermin, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018)

Los años en los que se mostraron la desviación del monto facturado expresado en porcentaje (2005 – 2013) presentan una tendencia variable, disminuyendo hasta el 2007, incrementándose de nuevo al 2008 y reduciendo hasta el 2012. El 2013 el indicador aumentó en casi el doble, de 0.004% a 0.007%.

**Informes de Supervisión:** Para realizar una revisión más detallada de la construcción de los indicadores antes mostrados se solicitó a Osinermin los informes de supervisión de los 4 aspectos de los años 2018, 2019 y 2020; sin embargo, solo hicieron llegar informes de 2 aspectos; supervisión de alumbrado público (2020) y supervisión de la NTCSE (2018). A continuación se muestra lo expresado en cada informe de supervisión

**Informe de supervisión del servicio de alumbrado público semestre I del 2020 y semestre II del 2020**

De la selección de muestras: En el proceso de supervisión se menciona que la toma de muestras se debe realizar de manera aleatoria y representativa en base a la base de datos que proporcione el concesionario, se elige una SED y se supervisarán todas las unidades de esta.

En los informes de supervisión se presentaron la cantidad de unidades de alumbrado público que se incluyeron en la muestra a supervisar.

**Figura 10: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público por Sector Típico – Semestre I - 2020**

Sector de Distribución Típico	Cantidad de SED	Cantidad de UAP
ST1	6308	327085
ST2	1334	43900
ST3	20	916
ST4	36	1060
SER	36	1175

Fuente: (Lopez, 2020a)

**Figura 11: Muestra de supervisión del semestre I - 2020 para zonas urbanas.**

Sector Típico	Muestra Principal		Muestra Alternativa	
	SED	UAP	SED	UAP
ST1	45	2197	39	2186
ST2	11	295	7	344
ST3	1	59	1	33
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>2551</b>	<b>47</b>	<b>2563</b>

Fuente: (Lopez, 2020a)

**Figura 12: Muestra de supervisión del semestre II - 2020 para zonas urbanas.**

Sector Típico	Muestra Principal		Muestra Alternativa	
	SED	UAP	SED	UAP
ST1	39	2193	42	2212
ST2	11	307	13	324
ST3	1	33	1	51
<b>Total</b>	<b>51</b>	<b>2533</b>	<b>56</b>	<b>2587</b>

Fuente: (Lopez, 2020b)

**Figura 13: Muestra de supervisión del semestre II 2020 para zonas rurales, urbano rurales y SER**

Sector Típico	Muestra Principal		Muestra Alternativa	
	SED	UAP	SED	UAP
ST4	8	382	9	300
SER	12	306	8	328
<b>Total</b>	<b>20</b>	<b>688</b>	<b>17</b>	<b>628</b>

Fuente: (Lopez, 2020b)

**Figura 14: Muestra de supervisión del semestre II 2020 para zonas rurales, urbano rurales y SER**

Sector Típico	Muestra Principal		Muestra Alternativa	
	SED	UAP	SED	UAP
ST4	10	348	6	322
SER	7	399	10	357
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>747</b>	<b>16</b>	<b>679</b>

Fuente: (Lopez, 2020b)

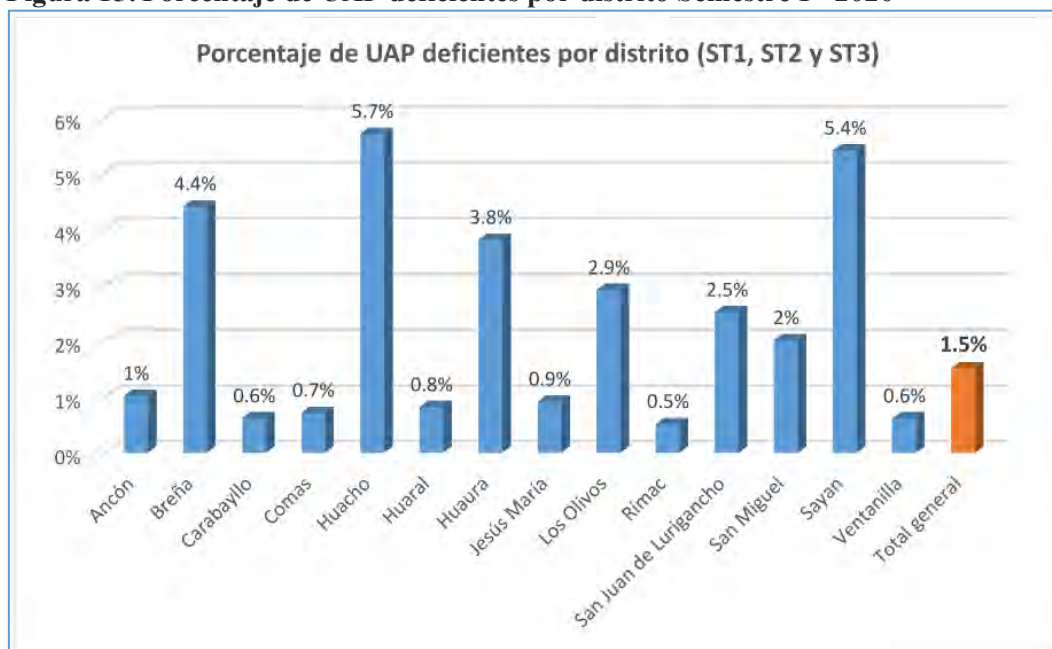
Sobre el procedimiento: Como señala el procedimiento, los planos de cada UAP/SED fueron generados de acuerdo a la información declarada por el concesionario a la GRT (Gerencia de Regulación Tarifaria).

Se especificaron en qué casos se supervisaron SED de muestras alternativas por dificultad de acceso o por encontrarse en zonas peligrosas.

Resultados: se detalla por informe:

a) En el caso del informe de supervisión correspondiente al semestre I del año 2020 se indicó que se supervisaron 2628 UAP de los cuales se detectaron 40 UAP deficientes que equivalen al 1.5%, valor que no excede la tolerancia indicada en el procedimiento de supervisión. El detalle de deficientes se detalla a continuación.

**Figura 15: Porcentaje de UAP deficientes por distrito Semestre I - 2020**



Fuente: (Lopez, 2020a)

Ahora se ven las unidades de alumbrado público supervisadas en los distritos que se superó la tolerancia del 1.5% los cuales son Breña, Huacho, Huaura, Los Olivos, San Juan de Lurigancho, San Miguel y Sayan.

**Tabla 13: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Breña– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Breña	00006S	21	-
Breña	00173S	69	4
Total		90	4

Fuente: (Lopez, 2020a)

En Breña se supervisaron 90 UAP y se encontraron 4 defectuosas que representan el 4.4% de la muestra.

**Tabla 14: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Huacho– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Huacho	20235A	19	-
Huacho	20187A	16	2
Total		35	2

Fuente: (Lopez, 2020a)

En Huacho se supervisaron 35 UAP y se encontraron 2 defectuosas que representan el 5.7% de la muestra.

**Tabla 15: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Huaura– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Huaura	20385A	26	1

Fuente: (Lopez, 2020a)

En Huaura se supervisaron 26 UAP y se encontraron 1 defectuosas que representan el 3.8% de la muestra.

**Tabla 16: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Los Olivos– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Los Olivos	06391C	47	0
Los Olivos	04768A	19	0
Los Olivos	02728A	37	3
Total		103	3

Fuente: (Lopez, 2020a)

En Los Olivos se supervisaron 103 UAP y se encontraron 3 defectuosas que representan el 2.9% de la muestra.

**Tabla 17: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de San Juan de Lurigancho– Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I**

Distrito	SED	UAP	UAPD
San Juan de Lurigancho	04151A	3	0
San Juan de Lurigancho	12369A	9	0
San Juan de Lurigancho	14168A	21	0
San Juan de Lurigancho	03745A	130	4
San Juan de Lurigancho	03635A	24	0
San Juan de Lurigancho	03557A	2	0
San Juan de Lurigancho	04086A	59	3
San Juan de Lurigancho	03271A	24	0
San Juan de Lurigancho	08206C	57	2
San Juan de Lurigancho	02984A	73	0
San Juan de Lurigancho	04228A	66	4
San Juan de Lurigancho	04316A	40	0
Total		508	13

Fuente: (Lopez, 2020a)

En San Juan de Lurigancho se supervisaron 508 UAP y se encontraron 13 defectuosas que representan el 2.6% de la muestra.

**Tabla 18: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de San Miguel – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I**

Distrito	SED	UAP	UAPD
San Miguel	00720S	244	5

Fuente: (Lopez, 2020a)

En San Miguel se supervisaron 244 UAP y se encontraron 5 defectuosas que representan el 2% de la muestra.

**Tabla 19: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Sayan – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – I**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Sayan	13398 <sup>a</sup>	73	4

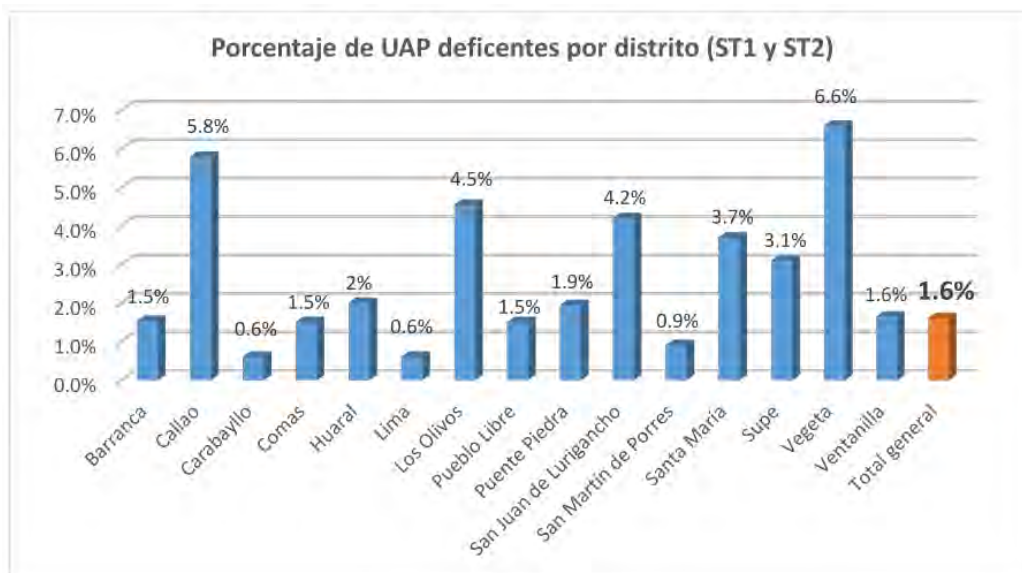
Fuente: (Lopez, 2020a)

En Sayan se supervisaron 73 UAP y se encontraron 4 defectuosas que representan el 5.5% de la muestra.

Por otro lado, en el caso de la muestra supervisada correspondiente a las zonas urbano-rurales, rurales y SER; se inspeccionaron 569 puntos de iluminación encontrando 2 deficientes, el cual equivale al 0.3%, valor inferior a la tolerancia permitida según la NTC SER el cual indica 2%.

b) En el informe de supervisión correspondiente al semestre I del año 2020 se indica que se inspeccionaron 2541 UAP detectándose 42 deficientes, esto indica que el 1.6% de unidades fueron defectuosas, porcentaje que supera la tolerancia de 1.5% que indica el procedimiento. Se detallan los deficientes a continuación.

**Figura 16: Porcentaje de deficientes por distrito Semestres II – 2020**



Fuente: (Lopez, 2020b)

Se ven las unidades de alumbrado público supervisadas en los distritos que se superó la tolerancia del 1.5% los cuales son Callao, Huaral, Los Olivos, Puente Piedra, San Juan de Lurigancho, Santa María, Supe, Vegeta y Ventanilla.

**Tabla 20: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Callao – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Callao	04019A	17	1

Fuente: (Lopez, 2020b)

En Callao se supervisaron 17 UAP y se encontraron 1 defectuosa que representan el 5.9% de la muestra.

**Tabla 21: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Sayan – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Huaral	02978A	46	1
Huaral	14147A	1	
Huaral	20967A	22	
Huaral	22107A	22	1
Huaral	12423A	9	0
Total		100	2

Fuente: (Lopez, 2020b)

En Huaral se supervisaron 100 UAP y se encontraron 2 defectuosas que representan el 2% de la muestra.

**Tabla 22: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Los Olivos – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Los Olivos	07766C	66	3

Fuente: (Lopez, 2020b)

En Los Olivos se supervisaron 66 UAP y se encontraron 3 defectuosas (2 de estas fueron DT1 y 1 DT2) que representan el 4.5% de la muestra.

**Tabla 23: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Puente Piedra – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Puente Piedra	03506A	13	
Puente Piedra	04623A	90	2
Total		103	2

Fuente: (Lopez, 2020b)

En Puente Piedra se supervisaron 103 UAP y se encontraron 2 defectuosas (1 de estas fue por DT1 y la otra por DT2) que representan el 1.9% de la muestra.

**Tabla 24: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de San Juan de Lurigancho – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
San Juan de Lurigancho	03788A	49	1
San Juan de Lurigancho	03499A	46	4
San Juan de Lurigancho	00683S	96	5
San Juan de Lurigancho	03655A	19	0
San Juan de Lurigancho	14198A	8	0
San Juan de Lurigancho	21731A	8	0
San Juan de Lurigancho	14261A	8	0
Total		234	10

Fuente: (Lopez, 2020b)

En San Juan de Lurigancho se supervisaron 234 UAP y se encontraron 10 defectuosas que representan el 4.3% de la muestra.



**Tabla 25: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Santa María – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Santa María	15266 <sup>a</sup>	31	
Santa María	20785 <sup>a</sup>	22	2
Total		53	2

Fuente: (Lopez, 2020b)

En Santa María se supervisaron 53 UAP y se encontraron 2 defectuosas que representan el 3.8% de la muestra.

**Tabla 26: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Supe – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Supe	13299A	63	2

Fuente: (Lopez, 2020b)

En Supe se supervisaron 63 UAP y se encontraron 2 defectuosas que representan el 3.2% de la muestra.

**Tabla 27: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Vegeta – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Vegeta	21996A	15	1

Fuente: (Lopez, 2020b)

En Vegeta se supervisaron 15 UAP y se encontraron 1 defectuosas que representan el 6.7% de la muestra.

**Tabla 28: Cantidad de Unidades de Alumbrado Público Supervisadas y cantidad de defectuosos en el distrito de Ventanilla – Informe Supervisión de Alumbrado Público 2020 – II**

Distrito	SED	UAP	UAPD
Ventanilla	12797A	77	2
Ventanilla	12394A	47	1
Ventanilla	12086A	30	
Ventanilla	21532A	58	1
Ventanilla	02389A	34	1
Ventanilla	04803A	43	
Ventanilla	04363A	15	
Total		304	5

Fuente: (Lopez, 2020b)

En Ventanilla se supervisaron 304 UAP y se encontraron 5 defectuosas que representan el 1.6% de la muestra.

Dado que estos valores sí superan la tolerancia se debería aplicar la sanción correspondiente de acuerdo a 142-2008- OS/CD.

Por otro lado, la muestra obtenida de las en las zonas urbano-rurales, rurales y SER se inspeccionaron 630 puntos de iluminación en los cuales se detectaron 4 deficientes, equivalente al 0.6%, valor que no supera el la tolerancia indicada en el NTCSE el cual es 2%.

### **Recomendaciones en Supervisión de Alumbrado Público:**

- Dado que la tolerancia se está midiendo a nivel global (o nivel de toda la muestra) es que quizás los concesionarios solo se preocupan en no superar el 1.5% a nivel de toda la muestra; sin embargo, si se analiza en sectores más pequeños, distritalmente por ejemplo, se ve que la tolerancia de 1.5% es superada ampliamente, por lo que la recomendación vendría a ser, en ese sentido, que la tolerancia no debe de ser mayor al 1.5% de la muestra **distrital**. Esto debido a que los concesionarios no se preocupan por mejorar la calidad del servicio en todos los distritos, probablemente a raíz que algunos tengan menos unidades de alumbrado público; esto daría como resultado que los distritos con menor cantidad de unidades de alumbrado público se vean en una situación casi de abandono (en cuanto a calidad de servicio de alumbrado público se refiere).

Si bien el cierto el promedio sí se mantiene en 1.5% (en el informe de supervisión del 2020 – I), pero esto se debe a que se tiene menores porcentajes de deficientes en distritos con mayor cantidad de unidades de alumbrado (como San Juan de Lurigancho o Ventanilla).

Si se implementaría la mejora propuestas se aseguraría que la cantidad de unidades de alumbrado público cumpla con no superar el 1.5% de defectuosos por distrito, con lo que se estaría logrando que la empresa concesionaria se esmere en lograr una mejor prestación del servicio tanto a distritos con gran cantidad de unidades de alumbrado, como también a distritos con menor cantidad de unidades. Este tipo de mejoras en cuanto a la estratificación de la muestra fue la que Osinergmin publicó en el año 2004, la cual contribuyó a disminuir las deficiencias en alumbrado público en 10% (Murillo Huamán, 2007, p. 149)

- Complementariamente a esta medida, se recomienda el implementar el **cálculo de la compensación y descuento automático de la facturación mensual** de todos los usuarios que se hayan visto afectados por la deficiencia en alguna UAP. Para la estimación de las compensaciones podría utilizarse la metodología del informe técnico N°010-2012-OEE/OS (OSINERGMIN, 2012) donde se estimaron los costos de racionamiento de electricidad en caso de interrupciones basado en encuestas (citada en el capítulo 2.2.1).

### **Informe de supervisión de la NTCSE Semestre I y II del 2018**

En el procedimiento de supervisión del se especifican varios indicadores, además de los límites de tolerancia para que estos sean aceptables.

En los informes de supervisión se muestran los indicadores que se evaluaron y el valor obtenido en cada caso, esta información se expone en el siguiente cuadro.

**Tabla 29: Comparación de valores obtenidos por indicador en los informes de supervisión de los semestres I y II del 2018**

Aspecto	Muestra	Indicador	Límite	Valor obtenido de la supervisión	
				Semestre I - 2018	Semestre II - 2018
Tensión	Total	CMRT: Cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE	100%	100%	100%
Tensión	72	VMRT: Veracidad de las mediciones reportadas de tensión.	100%	100%	100%
Tensión	72	CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y montos de compensaciones por calidad de tensión	98%	100%	100%
Tensión	No aplica	VLMT: Veracidad al reportar el levantamiento de la mala calidad de tensión	-	-	
Tensión	73	CPCT: Cumplimiento del pago de compensaciones por mala calidad de tensión	100%	100%	100%
Tensión	No aplica	CCPT: Cumplimiento de la cadena de pagos por mala calidad de tensión	-	-	
Tensión	Total	CCMT: Cumplimiento del cronograma de mediciones de tensión	80%	100%	100%
Interrupción	73	CCII: Correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones	<b>98%</b>	<b>97.26%</b>	<b>91.78%</b>
Interrupción	73	CPCI: Cumplimiento del pago de compensaciones por mala calidad de interrupciones	100%	100%	100%
Interrupción	No aplica	CCPI: Cumplimiento de la cadena de pagos por mala calidad de suministro	-	-	
Contraste	Total	CMRC: Cumplimiento de la cantidad de contrastes requeridos por la NTCSE	100%	100%	100%
Contraste	73	VMRC: Veracidad de las mediciones reportadas de contraste	100%	100%	100%
Contraste	73	CCIC: Correcto cálculo de indicadores de precisión de la medida	98%	100%	100%
Contraste	Total	CCMC: Cumplimiento del cronograma de mediciones de precisión de la medida	80%	80.24%	81.29%
General	Total	Cumplimiento de plazos para entrega de información Calidad de tensión: - Cronogramas, reportes e Informes Consolidados.	100%	100%	100%
General	Total	Cumplimiento de plazos para entrega de información Calidad de tensión: - Archivos fuentes de medición	80%	100%	100%
General	Total	Cumplimiento de plazos para entrega de información Calidad Suministro	100%	100%	100%
General	Total	Cumplimiento de plazos para entrega de información Calidad Comercial	100%	100%	100%

Fuente: Adaptado de Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 I y II<sup>13</sup>

Como se puede ver en el cuadro anterior, el único indicador que no llega al límite es el Correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones (CCII). En la sección Resultados se indica que:

## Informe 2018 semestre I

- Se detectó dos (02) casos (suministros N° 2000299 y 318952) que superan el indicador “D” y no fueron reportados por ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ.

- Por lo tanto, con el valor de **97,26%**, ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ no cumple con el valor límite (98,00%)

Análisis en los suministros que superan el indicador “D”:

N: Cantidad de interrupciones

D: Duración de interrupción no programada ponderada.

**Figura 17: Detalle de interrupciones del suministro 2000299 – Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – I**

DETALLE DE INTERRUPCIONES											
Código de Suministro	Código de Interrupción	Interrupción Acontecida		Interrupción Programada		Duración Interrup. Progr.	Duración Interrup. No P.	Tipo Int.	Causa Int.	Califica FM	Int Prg Susp.
		Inicio	Fin	Inicio	Fin						
2000299	7115959	09/04/18 12:25:00	09/04/18 23:43:00			0.000	11.300	N	S		
2000299	7194365	27/06/18 07:58:00	27/06/18 17:50:00	27/06/18 08:00:00	27/06/18 17:30:00	9.500	0.367	E	E	F	
<b>Máxima Duración de Interrupción No Programada</b>						11.300 horas					
CÁLCULO DE NYD											
Código de Suministro	N° de Interrupciones			Total de N° Interrupciones		Tolerancia N					
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real	Pond(N)						
2000299	0	0	1	1.0	1.0	6					
Código de Suministro	Duración de Interrupciones			Total de Duración de Interrup.		Tolerancia D					
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real (d)	Pond(D)						
2000299	0.000	0.000	11.300	21.167	11.300	10					

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – I (Juarez, 2018)

**Figura 18: Detalle de interrupciones del suministro 318952– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – I**

DETALLE DE INTERRUPCIONES											
Código de Suministro	Código de Interrupción	Interrupción Acontecida		Interrupción Programada		Duración Interrup. Progr.	Duración Interrup. No P.	Tipo Int.	Causa Int.	Califica FM	Int Prg Susp.
		Inicio	Fin	Inicio	Fin						
318952	7003992	15/01/18 13:32:06	15/01/18 16:42:00			0.000	3.165	N	S		
318952	7104287	30/03/18 19:52:00	30/03/18 21:26:59			0.000	1.583	N	S		
318952	7112563	06/04/18 21:19:00	07/04/18 04:40:10			0.000	7.353	N	S		
318952	7167132	18/05/18 20:14:46	18/05/18 21:36:56			0.000	1.369	N	S		
<b>Máxima Duración de Interrupción No Programada</b>						7.353 horas					
CÁLCULO DE NYD											
Código de Suministro	N° de Interrupciones			Total de N° Interrupciones		Tolerancia N					
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real	Pond(N)						
318952	0	0	4	4.0	4.0	6					
Código de Suministro	Duración de Interrupciones			Total de Duración de Interrup.		Tolerancia D					
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real (d)	Pond(D)						
318952	0.000	0.000	13.470	13.470	13.470	10					

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – I (Juarez, 2018)

<sup>13</sup> Ambos informes de supervisión fueron obtenidos a través de la plataforma SAIP (solicitud de acceso a la información pública (*Informe de Supervisión de la NTCSE Semestre I 2018*, 2018) (Juarez, 2018) y (Juarez, 2019)

## Informe 2018 semestre II

- ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ no reportó en el archivo CII el monto de compensación de 3 suministros (N° 1693875, 1000326 y 2655658) que superan la tolerancia del indicador “D”.
- ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ reportó en el archivo CII un monto de compensación menor al calculado según NTCSE para los suministros N° 1729723, 1193150 y 2000944.
- Por lo tanto, con el valor de **91,78%**, ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ no cumple con el valor límite (98,00%)

Análisis en los suministros que superan el indicador “D”:

N: Cantidad de interrupciones

D: Duración de interrupción no programada ponderada

**Tabla 30: Detalle de interrupciones del suministro 1693875– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II**

DETALLE DE INTERRUPCIONES											
Código de Suministro	Código de Interrupción	Interrupción Acontecida		Interrupción Programada		Duración Interrup. Progr.	Duración Interrup. No P.	Tipo Int.	Causa Int.	Califica FM	Int Prg Susp.
		Inicio	Fin	Inicio	Fin						
1693875	7294144	09/08/18 17:45:00	10/08/18 02:20:00			0.000	8.583	N	T		
1693875	7269823	10/08/18 08:06:45	10/08/18 17:38:00	10/08/18 08:00:00	10/08/18 17:30:00	9.388	0.133	E	S		
1693875	7367240	25/09/18 14:41:37	25/09/18 14:50:00			0.000	0.140	N	T		
<b>Máxima Duración de Interrupción No Programada</b>						<b>8.583</b>	<b>horas</b>				
CÁLCULO DE NYD											
Codigo de Suministro	N° de Interrupciones			Total de N° Interrupciones		Tolerancia N					
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real	Pond (N)						
1693875	0	1	2	3.0	2.5	6					
Codigo de Suministro	Duración de Interrupciones			Total de Duración de Interrup.		Tolerancia D					
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real (di)	Pond (D)						
1693875	0.000	9.388	8.856	18.244	11.203	10					

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II (Juarez, 2019)

**Tabla 31: Detalle de interrupciones del suministro 1000326– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II**

DETALLE DE INTERRUPCIONES											
Codigo de Suministro	Codigo de Interrupción	Interrupción Acontecida		Interrupción Programada		Duración Interrup. Progr.	Duración Interrup. No P.	Tipo Int.	Causa Int.	Califica FM	Int Prg Susp.
		Inicio	Fin	Inicio	Fin						
1000326	7294144	09/08/18 17:45:00	10/08/18 02:20:00			0.000	8.583	N	T		
1000326	7269823	10/08/18 08:06:45	10/08/18 17:38:00	10/08/18 08:00:00	10/08/18 17:30:00	9.388	0.133	E	S		
1000326	7367240	25/09/18 14:41:37	25/09/18 14:50:00			0.000	0.140	N	T		
<b>Máxima Duración de Interrupción No Programada</b>						<b>8.583</b>	<b>horas</b>				
CÁLCULO DE NYD											
Codigo de Suministro	N° de Interrupciones			Total de N° Interrupciones		Tolerancia N					
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real	Pond (N)						
1000326	0	1	2	3.0	2.5	6					
Codigo de Suministro	Duración de Interrupciones			Total de Duración de Interrup.		Tolerancia D					
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real (di)	Pond (D)						
1000326	0.000	9.388	8.856	18.244	11.203	10					

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II (Juarez, 2019)

**Tabla 32: Detalle de interrupciones del suministro 2655658– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II**

Codigo de Suministro	Codigo de Interrupción	Interrupción Acontecida		Interrupción Programada		Duración Interrup. Progr.	Duración Interrup. No P.	Tipo Int.	Causa Int.	Califica FM	Int Prg Susp.	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin							
2655658	7276007	21.08/18 10:23:00	21.08/18 20:22:00	21.08/18 08:30:00	21.08/18 19:30:00	9.117	0.867	E	E	F		
2655658	7282603	01.08/18 09:08:00	01.08/18 11:34:00			0.000	2.433	N	S			
2655658	7345544	15.09/18 08:40:00	15.09/18 18:34:00	15.09/18 08:30:00	15.09/18 19:30:00	9.900	0.000	E	S			
2655658	7373961	30.09/18 12:43:00	30.09/18 16:47:33			0.000	4.076	N	T			
2655658	7432367	08.11/18 15:29:07	08.11/18 16:36:18			0.000	1.120	N	T	F		
2655658	7463082	28.11/18 13:59:03	28.11/18 16:02:37			0.000	2.059	N	H			
2655658	7491050	16.12/18 10:53:35	16.12/18 11:08:07			0.000	0.242	N	S			
<b>Máxima Duración de Interrupción No Programada</b>						<b>4.076</b>	<b>horas</b>					
<b>CÁLCULO DE NYD</b>												
Codigo de Suministro	N° de Interrupciones			Total de N° Interrupciones		Tolerancia N						
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real	Pond (N)							
2655658	0	1	4	5.0	4.5	6						
Codigo de Suministro	Duración de Interrupciones			Total de Duración de Interrup.		Tolerancia D						
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real (di)	Pond (D)							
2655658	0.000	9.900	9.677	29.814	12.153	10						

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II (Juarez, 2019)

**Tabla 33: Detalle de interrupciones del suministro 1729723– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II**

<b>DETALLE DE INTERRUPTIONES</b>												
Codigo de Suministro	Codigo de Interrupción	Interrupción Acontecida		Interrupción Programada		Duración Interrup. Progr.	Duración Interrup. No P.	Tipo Int.	Causa Int.	Califica FM	Int Prg Susp.	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin							
1729723	7221025	18.07/18 09:00:00	18.07/18 18:30:00	18.07/18 09:00:00	18.07/18 17:30:00	8.500	1.000	E	E	F		
1729723	7230714	26.07/18 08:15:00	26.07/18 11:00:00	26.07/18 08:00:00	26.07/18 18:30:00	2.750	0.000	E	E	F		
1729723	7431421	08.11/18 08:00:32	08.11/18 23:00:03			0.000	14.992	N	S			
<b>Máxima Duración de Interrupción No Programada</b>						<b>14.992</b>	<b>horas</b>					
<b>CÁLCULO DE NYD</b>												
Codigo de Suministro	N° de Interrupciones			Total de N° Interrupciones		Tolerancia N						
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real	Pond (N)							
1729723	0	0	1	1.0	1.0	6						
Codigo de Suministro	Duración de Interrupciones			Total de Duración de Interrup.		Tolerancia D						
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real (di)	Pond (D)							
1729723	0.000	1.000	15.992	27.242	16.242	10						

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II (Juarez, 2019)

**Tabla 34: Detalle de interrupciones del suministro 1193150– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II**

Codigo de Suministro	Código de Interrupción	Interrupción Acontecida		Interrupción Programada		Duración Interrup. Progr.	Duración Interrup. No P.	Tipo Int.	Causa Int.	Califica FM	Int Prg Susp.	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin							
1193150	7318519	25/08/18 04:11:12	25/08/18 04:30:00			0.000	0.313	N	H	F		
1193150	7260621	23/08/18 08:20:47	23/08/18 17:28:00	23/08/18 08:00:00	23/08/18 17:30:00	9.120	0.000	E	E	F		
1193150	7364556	23/09/18 19:19:49	23/09/18 20:34:00			0.000	1.236	N	T	F		
1193150	7352583	16/09/18 06:46:38	16/09/18 06:54:00			0.000	0.123	N	T			
1193150	7364556	23/09/18 20:37:00	23/09/18 21:19:00			0.000	0.700	N	T	F		
1193150	7390002	31/10/18 08:32:20	31/10/18 19:44:48	31/10/18 08:00:00	31/10/18 19:00:00	10.461	0.747	E	E	F		
1193150	7348421	10/10/18 08:41:00	10/10/18 20:13:00	10/10/18 08:00:00	10/10/18 19:00:00	10.317	1.217	E	E	F		
1193150	7511846	31/12/18 13:20:00	31/12/18 13:34:00			0.000	0.233	N	S			
1193150	7510892	30/12/18 20:45:01	31/12/18 13:19:58			0.000	16.582	N	S			
<b>Máxima Duración de Interrupción No Programada</b>						<b>16.582</b>	<b>horas</b>					
<b>CÁLCULO DE NYD</b>												
Codigo de Suministro	N° de Interrupciones			Total de N° Interrupciones		Tolerancia N						
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real	Pond (N)							
1193150	0	0	3	3.0	3.0	6						
Codigo de Suministro	Duración de Interrupciones			Total de Duración de Interrup.		Tolerancia D						
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real (di)	Pond (D)							
1193150	0.000	0.000	18.902	51.050	18.902	10						

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II (Juarez, 2019)

**Tabla 35: Detalle de interrupciones del suministro 2000944 – Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II**

<b>DETALLE DE INTERRUPTONES</b>												
Codigo de Suministro	Código de Interrupción	Interrupción Acontecida		Interrupción Programada		Duración Interrup. Progr.	Duración Interrup. No P.	Tipo Int.	Causa Int.	Califica FM	Int Prg Susp.	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin							
2000944	7310801	20/08/18 16:38:12	21/08/18 00:39:17			0.000	8.018	N	S			
2000944	7249124	10/07/18 05:43:09	10/07/18 19:32:17			0.000	13.819	N	S			
2000944	7270993	20/08/18 08:36:00	20/08/18 10:10:00	20/08/18 08:00:00	20/08/18 18:00:00	1.567	0.000	E	S			
2000944	7271511	24/07/18 09:35:15	24/07/18 20:32:26			0.000	10.953	N	S			
2000944	7368560	26/09/18 08:12:00	26/09/18 10:46:00			0.000	2.567	N	S			
2000944	7355830	25/09/18 08:30:00	25/09/18 18:50:00	25/09/18 08:00:00	25/09/18 18:00:00	9.500	0.833	E	E	F		
2000944	7492919	18/12/18 14:58:29	18/12/18 17:56:41			0.000	2.970	N	S			
<b>Máxima Duración de Interrupción No Programada</b>						<b>13.819</b>	<b>horas</b>					
<b>CÁLCULO DE NYD</b>												
Codigo de Suministro	N° de Interrupciones			Total de N° Interrupciones		Tolerancia N						
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real	Pond (N)							
2000944	0	1	5	6.0	5.5	6						
Codigo de Suministro	Duración de Interrupciones			Total de Duración de Interrup.		Tolerancia D						
	Mantenimiento	Expansión	No Prog.	Real (di)	Pond (D)							
2000944	0.000	1.567	39.160	50.227	39.552	10						

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II (Juarez, 2019)

En la siguiente figura se muestran los cálculos de compensaciones reportados por las empresas y la diferencia encontrada en las supervisiones realizadas con el sistema SIRVAN.

**Tabla 36: Detalle del cálculo de compensación en dólares por la diferencia de lo declarado por la empresa concesionaria y lo calculado por el sistema SIRVAN– Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II**

Id	Suministro	Tolerancias		Cálculo de indicadores y monto de compensación con información remitida al SIRVAN a la fecha del informe de supervisión			Compensación CI1 (dólares) reportado por empresa (B)	Diferencia (dólares) (A)-(B)
		N'	D'	N	D	Compensación NTCSE (dólares) (A)		
1	1729723	6	10	1	16,242	6,6711	5,6679	1,0032
2	1193150	6	10	3	18,902	3,6527	2,9105	0,7422
3	2000944	6	10	5,5	39,552	6,2204	5,9469	0,2735

Fuente: Informe de Supervisión de la NTCSE 2018 – II (Juarez, 2019)

### Recomendaciones para el procedimiento de supervisión de la NTCSE

Luego del análisis se puede determinar que las deficiencias se debieron a la duración prolongada de las interrupciones no programadas. Como se pudo detallar anteriormente, la tolerancia de 10 segundos de las interrupciones no programadas se vio superada en todos los suministros mencionados.

Para contrarrestar este problema se plantean las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda que las muestras se tomen de grupos más pequeños con la intención de que se pueda hacer más certera la medición, esto hará que el concesionario se fije de manera más detallada dependiendo de la cantidad de muestras que la entidad vaya a obtener (si es una muestra por distrito por ejemplo, el concesionario deberá asegurar que en cada distrito las interrupciones no programadas no superen los 10 segundos). La estratificación de las muestras fueron parte de las conclusiones del análisis realizado por el Osinergmin en su documento de trabajo N°6, donde se indica “Al dividir la muestra en estratos se puede asignar un mayor número de contrastes en segmentos donde la varianza sea mayor, logrando resultados más eficientes en términos de precisión y uso de recursos”(A. Dammert Lira et al., 2004, p. 81)
- Se recomienda que todas las empresas concesionarias implementen un sistema SCADA que asegure las mediciones exactas tanto de la cantidad de interrupciones por suministro como la duración de cada una de estas interrupciones. Junto con este sistema se debería implementar un sistema de reenganche de múltiples disparos, lo que permitiría una rápida reconexión en casos de interrupciones no programadas.
- Se recomienda publicar los resultados de los principales indicadores como cantidad de interrupciones, programadas y no programadas, y de la duración de las mismas, además de la compensación en la que tuvo que incurrir el concesionario en caso haya incumplido algún punto de la NTCSE. Complementario a este punto, se recomienda que se le brinden incentivos (ya sean monetarios o administrativos) para aquella empresa concesionaria que haya tenido los mejores



resultados de indicadores, esto con la intención de generar un especie de competencia entre concesionarias por obtener dicho incentivo.

- Se recomienda que en caso de resarcimiento, el concesionario envíe un anexo notorio en la factura para que, de manera clara y visible, el usuario pueda darse cuenta que la red de electrificación del concesionario tuvo interrupciones y que esto podría causar algún tipo de daño leve o grave a los equipos con los que los usuarios trabajan. Complementariamente a esta nota, se debería mostrar a cuánto asciende la compensación indicando que se calculó según los costos de racionamiento actualizados, esto de acuerdo a la metodología citada en el punto 2.2.1 sección Costo de Racionamiento del presente trabajo (OSINERGMIN, 2012).



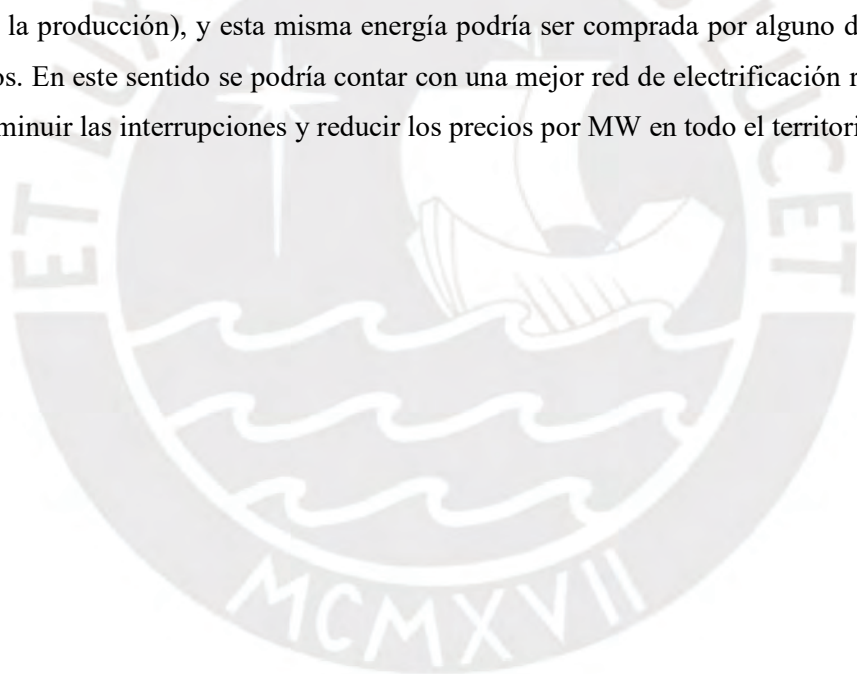
## CONCLUSIONES

Luego de realizar el análisis de los procedimientos de supervisión en los 4 aspectos estudiados (alumbrado público, contrastación de medidores, calidad suministro y facturación) y teniendo en cuenta metodología de supervisión existente, resultados de supervisión mostrados en las memorias anuales e informes de supervisión se pueden brindar las siguientes conclusiones.

- La manera de seleccionar las muestras se limitan a diferenciar dos grandes grupos en gran parte de los procedimientos, los que son zonas urbanas y las otras (urbano rural, rural y SER), esta podría darnos una muestra no tan representativa ni estratificada como la deseada. Una estratificación más precisa al momento de tomar muestras podría derivar en resultados más eficientes como se ha demostrado en la tesis citada (Murillo Huamán, 2007), la cual analizó la mejora en la supervisión de Alumbrado Público luego de hacer más precisa la estratificación de la muestra. Por lo tanto se recomienda que la toma de muestras debería ser un poco más acorde a la realidad de los usuarios, es decir, estratificando de mejor manera la obtención de muestras, como por ejemplo de manera distrital.
- La entrega de data es parte fundamental de todo procedimiento de supervisión de Osinergmin, esta es la base para que las actividades de supervisión puedan realizarse ya que la información reportada al Osinergmin es utilizada para supervisar diferentes aspectos, en ese sentido se podría emplear una plataforma pública donde se muestre la información enviada por las empresas y que se encuentre colgada en la web del regulador (Fumagalli et al., 2010).
- La supervisión de la calidad del suministro incluye un cálculo de compensaciones en caso de interrupciones, esta compensación se realiza de manera automática al momento de la facturación mensual; es decir, se descuenta el monto a compensar del facturado en el mes. Las compensaciones se deberían reajustar cada cierto tiempo para seguir manteniendo el mecanismo estudiado en las multas disuasivas; es decir, que la compensación debe ser igual al monto que las empresas incurrirían al mejorar los niveles de calidad del servicio (A. Dammert Lira et al., 2004).
- Ligado al punto anterior se encuentra el cálculo de costos de racionamiento, el cual debería ser actualizado cada cierto periodo (anualmente por ejemplo) y además aplicado de acuerdo al tipo de usuario, ya que actualmente el cálculo de las compensaciones es único para usuarios regulados y libres; sin embargo, el costo de acceder a una fuente de alternativa de energía durante cortes difiere entre los diferentes usuarios según el informe de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (anteriormente Oficina de Estudios Económicos) de Osinergmin (OSINERGMIN, 2012).
- La supervisión del Alumbrado Público no es parte de las actividades del regulador en otros países, por lo tanto esta fue ideada para nuestra realidad peruana y se viene dando de manera correcta hasta hoy. La supervisión de este aspecto podría mejorar si todos realizaríamos denuncias

de unidades de alumbrado público con alguna deficiencia típica (se tiene la aplicación Facilito Electricidad del Osinergmin para realizar esta de manera rápida y fácil).

- Nuestro País es uno de los que genera más energía limpia, dado que gran porcentaje de la energía producida es a través de centrales hidroeléctricas las cuales se encuentran en diferentes puntos del Perú. Esta geografía cuenta con varios puntos en los que existen ríos con largas caídas que ayudan a la generación de energía y aun no se está utilizando el 100% de la capacidad de los recursos hídricos, por lo que se tiene aún muchos lugares por aprovechar y así abastecer la demanda de electricidad por unas décadas más.
- Si bien es cierto los privados han ayudado aportando experiencia y metodología moderna en nuestro sistema de distribución eléctrica, lo cierto es que la región cuenta con grandes proyecciones a crecer en cuanto a la generación limpia de energía y a la integración regional energética debido a la riqueza de recursos hídricos en esta zona de sudamerica. Las diferentes temporadas en países como Perú, Ecuador, Colombia y Bolivia podrían disminuir los precios de la energía, ya que por ejemplo, las fuertes lluvias derivan en menores precios por GW (debido al aumento en la producción), y esta misma energía podría ser comprada por alguno de los países mencionados. En este sentido se podría contar con una mejor red de electrificación regional que lograría disminuir las interrupciones y reducir los precios por MW en todo el territorio nacional.



## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- (MINEM), E. y M. (2005). *NORMA DGE “CONTRASTE DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.”* 8, 289856–289859.  
<http://www.itvalledelguadiana.edu.mx/ftp/Normas ISO/ISO 9001-2015 Sistemas de Gestión de la Calidad.pdf>
- Bibing. (n.d.). *Sistemas de Distribución Eléctrica*.
- Cacñahuaray Mitma, R. N. (2018). CALIFICACIÓN DE LOS EVENTOS DE FUERZA MAYOR EN LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN ELÉCTRICA. In *Pontificie Universidad Católica del Perú* (Vol. 1, Issue 11, p. 35).
- Carlos Isaac Torres Fernández. (2020). *SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ELECTROCENTRO MEDIANTE EL PROCEDIMIENTO APROBADO CON RESOLUCIÓN N° 074-2004-OS/CD* [Universidad Nacional del Centro del Perú].  
[http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/6530/T010\\_46507456\\_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/6530/T010_46507456_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- COES. (2020). *Generacion de Energía Eléctrica del 26 de junio al 28 de junio 2020* (p. 1).  
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/generacion>
- Dammert Lira, A. (Osinergmin), García Carpio, R., & Mollineli, F. (2008). *REGULACIÓN Y SUPERVISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO*.  
[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios \\_Economicos/Libros/Libro\\_Regulacion\\_Supervision\\_del\\_Sector Electrico.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Regulacion_Supervision_del_Sector_Electrico.pdf)
- Dammert Lira, A., Gallardo Ku, J., & Quiso Córdova, L. (2004). Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú. *Osinergmin*, 1, 88.  
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1400123/Documento de Trabajo 6.pdf>
- Eléctrico Chileno Informe Final, M. (n.d.). *Impacto de la Participación del Agente Comercializador en el*.
- Endesa. (2014). *¿Qué es la tarifa eléctrica? Datos y características*.  
<https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-tarifa-electrica>
- Fumagalli, E. (Politecnico di M., Lo Schiavo, L. (Autorità per l'Energia E. e il G., &

- Delestre, F. (Comission de R. de l'Énergie). (2010). *Service quality regulation in electricity distribution and Retail*. <https://doi.org/10.3846/bm.2010.102>
- General Electricidad, D. DE. (2005). *MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS NORMA DGE "CONTRASTE DEL SISTEMA DE MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA."*
- Gestión. (2020). Economía: ¿Cuánto es el salario mínimo en los países de América? | Perú | Soles | NOTICIAS GESTIÓN PERÚ. *Diario Gestión*.  
<https://gestion.pe/economia/cuanto-es-el-salario-minimo-en-los-paises-de-america-peru-soles-venezuela-bolivares-estados-unidos-dolares-argentina-colombia-mexico-pesos-fotos-nndc-noticia/>
- GFE-Osinergmin. (2007). Procedimiento de Supervisión de la operatividad del servicio de alumbrado público (y modificatorias). In *Resolución Osinermin 078-2007-OS/CD* (Issue Supervisión distribución eléctrica, p. 19).
- Heller, R., Durand, V., Camacho, F., Menacho, A., Nano, S., Tomita, J., Elkenberger, F., Duran, P., Gallarday, C., Meza, M., Chávez, O., Maldonado, S., Reyes, J., Angúlo, J., Jiménez, E., Del Rosario, R., & Flóres, M. (2002). *NTP 370.301-2002 Instalaciones eléctrica en edificios. Selección e instalación de equipos, capacidad de corriente nominal de conductores en canalizaciones*. (p. 52). Indecopi. [https://www.alfacent.com/uploads/NTP INSTALACIONES ELECTRICAS EN EDIFICIOS.pdf](https://www.alfacent.com/uploads/NTP_INSTALACIONES_ELECTRICAS_EN_EDIFICIOS.pdf)
- INEI, SeriesNacionales, EncuestaHogares, & OSINERGMIN. (2020). *Data de series nacionales*. INEI. <http://webapp.inei.gob.pe:8080/sirtod-series/>
- Informe de Supervisión de la NTCSE Semestre I 2018*. (2018).
- Jané La Torre, E. (Osinergmin), Chacaltana Bonilla, L. (Osinergmin), & Ninanya Gonzales, C. (2009). *SUPERVISIÓN DE LA FACTURACIÓN, COBRANZA Y ATENCIÓN AL USUARIO*. 1–46.
- Jané La Torre, E. (Osinergmin), Chacaltana Bonilla, L. (Osinergmin), Ninanya Gonzales, C. (Osinergmin), Ramírez Soto, E. (Osinergmin), & Toribio López, G. (Osinergmin). (2008). *PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. *Resolución Osinermin 680-2008-OS/CD*, 44.
- Juarez, D. (2018). Informe de Supervisión de la NTCSE Semestre I 2018. *Osinergmin*, 102.

- Juarez, D. (2019). *Informe de Supervisión de la NTCSE Semestre II 2018*. 99.
- Lopez, A. (Enel). (2020a). Informe de Supervisión: : Procedimiento Supervisión de la Operatividad del Servicio de Alumbrado Público Semestre I - 2020. In *Osinerghmin* (Vol. 1, Issue 9). <http://www.elsevier.com/locate/scp>
- Lopez, A. (Enel). (2020b). Informe de Supervisión: : Procedimiento Supervisión de la Operatividad del Servicio de Alumbrado Público Semestre II - 2020. In *Osinerghmin* (Vol. 165, Issue 9). <http://www.elsevier.com/locate/scp>
- Manuico, J. (2013). Avances Tecnológicos en el Alumbrado Público. *Foro Regional*, 59. <https://www.osinerghmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicaciones/EventosRealizados/ForoIca/1/2 Avances Tecnologicos LEDs AP - J.Manuico.pdf>
- María, A., & Carrasco, V. (2015). *Estándares de calidad para servicios públicos y privados que atienden a personas afectadas por violencia de género*.
- MINEM. (1992). Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas [Electric Concessions Bill]. *Diario Oficial El Peruano*, 41. [https://www.osinerghmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY\\_CONCESIONES\\_ELECTRICAS.pdf](https://www.osinerghmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf)
- MINEM. (2008). NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES (NTCSER). *Resolución Directoral 016-EM/DGE, NTCSER*, 17.
- MINEM. (2010). NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS *Decreto Supremo N° 020-97-EM*.
- MINEM. (2013). *Recibo de consumo de energía*. <http://www.minem.gob.pe/giec/pdf/ficha-informativa-07-primaria.pdf>
- Mora Flórez, J. J. (Universitat de G. (2003). *Interrupción del servicio de energía eléctrica*. 27. [http://eia.udg.es/~secse/curso\\_calidad/curso3\\_interrupciones.pdf](http://eia.udg.es/~secse/curso_calidad/curso3_interrupciones.pdf)
- Murillo Huamán, V. (2007). *Análisis del Impacto de la Fiscalización realizada por la Autoridad Regulatoria a la Calidad del Servicio de Alumbrado Público en el Perú*. Pontificie Universidad Católica del Perú.
- Osinerghmin. (2008). *Procedimiento para la supervisión de la NTCSE y su base metodológica* (p. 41). Osinerghmin.

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBUsqueda/Osinergmin-686-2008-OS-CD.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBUsqueda/Osinergmin-686-2008-OS-CD.pdf)

Osinergmin. (2011). Memoria Institucional Osinergmin 2010 - 2011. *Osinergmin*, 158.

[https://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2019/03/ENGIE-Energia-Peru\\_Memoria-Anual.pdf](https://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2019/03/ENGIE-Energia-Peru_Memoria-Anual.pdf)

Osinergmin. (2012). Memoria Institucional Osinergmin 2012. *Osinergmin*, 181.

[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Institucional/Memoria\\_Institucional\\_Osinergmin\\_2012.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Institucional/Memoria_Institucional_Osinergmin_2012.pdf)

Osinergmin. (2013). Memoria Institucional Osinergmin 2013. *Osinergmin*, 151.

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/memoria-institucional](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional)

Osinergmin. (2014). Memoria Institucional Osinergmin 2014. *Osinergmin*, 39.

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/memoria-institucional](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional)

Osinergmin. (2015). Memoria Institucional Osinergmin 2015. *Osinergmin*, 54.

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/memoria-institucional](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional)

Osinergmin. (2016). Memoria Institucional Osinergmin 2016. *Osinergmin*, 57.

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/memoria-institucional](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional)

Osinergmin. (2017). Memoria Institucional Osinergmin 2017. *Osinergmin*, 73.

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/memoria-institucional](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional)

Osinergmin. (2018). Memoria Institucional Osinergmin 2018. *Osinergmin*, 30. [https://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2019/03/ENGIE-Energia-Peru\\_Memoria-Anual.pdf](https://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2019/03/ENGIE-Energia-Peru_Memoria-Anual.pdf)

[https://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2019/03/ENGIE-Energia-Peru\\_Memoria-Anual.pdf](https://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2019/03/ENGIE-Energia-Peru_Memoria-Anual.pdf)

OSINERGMIN. (2012). *Estimación del costo de racionamiento para el sector eléctrico peruano* (p. 55).

<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2012/Informe-No.0010-2012-GART.pdf>

OSINERGMIN. (2019). Memoria Institucional Osinergmin 2019. *Osinergmin*, 53, 98.

- <http://www.sunat.gob.pe/cuentassunat/planestrategico/memoria/memoria2019.pdf>
- PCM. (2000). *Ley N° 27332 - ley marco de los organismos reguladores de la inversion privada en los servicios publicos*. 4.
- Regulación Tarifaria, G. (Osinermin). (2019). *Fijación de precios en Barra (Mayo 2019 - Abril 2020)*. 2019. <http://www2.osinermin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2019-2020/FPB-2019-2020-7-Presentacion-Osinermin.pdf>
- Tassano Velaochaga, H. (2008). Los Organismos Reguladores de Servicios Públicos. *Círculo de Derecho Administrativo*, 18.
- Torres Madrid, F. J., Ayala Riega, L. A. D., Yoan Portilla, Q. D., & Solórzano Mayorca, M. Y. (2018). Mecanismos de Intervención Económica Estatal para la Promoción de la Inversión en Servicios Públicos e Infraestructura de Energía. *USMP*, 1, 1–69. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Usunáriz, I. (PowerQuality). (2020). *CALIDAD ELÉCTRICA NORMATIVAS APLICABLES A LA CALIDAD ELÉCTRICA (UNE-UN50150 Y CEI61000-4-30)*. [http://www.isotest.es/web/Soporte/fluke/notas\\_aplicacion/Normas\\_PQ.pdf](http://www.isotest.es/web/Soporte/fluke/notas_aplicacion/Normas_PQ.pdf)



## ANEXOS

**Tabla A1: Anexo 2 del Procedimiento de supervisión de la operatividad del servicio de alumbrado público: registro histórico de deficiencias**

Campo	Tipo de campo	Longitud	Descripción
1	ALFANUMERICO	4	CODIGO DE IDENTIFICACION DEL CONCESIONARIO Ver Anexo 1 Tabla Empresas
2	NUMERICO	4	Año
3	NUMERICO	1	Trimestre
4	ALFANUMERICO	12	CODIGO DEL SISTEMA ELECTRICO
5	ALFANUMERICO	12	CODIGO DE IDENTIFICACION DE LA DENUNCIA DE A.P.
6	ALFANUMERICO	12	CODIGO DE IDENTIFICACION UNICO DE DEFICIENCIA (LLENADO OPCIONAL)
7	ALFANUMERICO	12	NUMERO DE DENUNCIA DE A.P. SEGÚN SISTEMA DE ATENCION DE CLIENTES DE CONCESIONARIA (LLENADO OPCIONAL)
8	DD/MM/AAAA	8	FECHA DE RECEPCION DE LA DENUNCIA DE A.P.
9	NUMERICO	2	FORMA DE DETECCION DE LA DENUNCIA DE A.P.: Oral (personal)= 1, Escrita = 2, Telefónica = 3 Correo electrónico = 4, Por supervisión (fiscalización) = 5 Por mediciones NTCSE = 6, Por otra modalidad = 7
10	ALFANUMERICO	45	NOMBRE DEL DENUNCIANTE
11	ALFANUMERICO	100	DIRECCION DEL FRONTIS DONDE SE UBICA LA UAP
12	ALFANUMERICO	100	DIRECCION DEL DENUNCIANTE
13	NUMERICO	150	TRANSCRIPCION DE LA DENUNCIA DE A.P.
14	ALFANUMERICO	9	TELEFONO DEL DENUNCIANTE
15	ALFANUMERICO	3	CODIGO DE DEFICIENCIA TIPICA REPORTADA: DT1, DT2, DT3, DT4 o DT52
16	ALFANUMERICO	3	CALIFICACION DE LA ZONA: ST1= sector típico 1, ST2= sector típico 2, ST3= sector típico 3, ST4= sector típico 4, ST5= sector típico 5
17	ALFANUMERICO	7	CODIGO DE LOCALIDAD
18	ALFANUMERICO	6	CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA (UBIGE0) DEL DISTRITO
19	DD/MM/AAAA	8	FECHA DE VERIFICACION EN CAMPO
20	ALFANUMERICO	3	CODIGO DE DEFICIENCIA TIPICA VERIFICADA: DT1, DT2, DT3, DT4 o DT52
21	ALFANUMERICO	12	CODIGO DE SED QUE SUMINISTRA ENERGIA A LA UAP
22	ALFANUMERICO	12	CODIGO DE UAP MATERIA DEL REPORTE
23	DD/MM/AAAA	8	FECHA DE SUBSANACION DE LA DEFICIENCIA
24	ALFANUMERICO	12	NUMERO DE ORDEN DE TRABAJO O SIMILAR REALIZADA PARA LA SUBSANACION DE LA DEFICIENCIA
25	ALFANUMERICO	32	NOMBRE DEL RESPONSABLE DEL TRABAJO REALIZADO PARA SUBSANACION DE LA DEFICIENCIA
26	ALFANUMERICO	1	CUMPLIMIENTO: 0= Fuera de plazo, 1= dentro de plazo, 2= desestimada
27	ALFANUMERICO	100	CAUSA DE NO CUMPLIMIENTO DENTRO DE PLAZO
28	ALFANUMERICO	1	SOLICITO AMPLIACION DE PLAZO S= si , N= no
29	ALFANUMERICO	100	OBSERVACIONES

Fuente: Procedimiento de supervisión de alumbrado público (GFE-Osinergrmin, 2007)

**Tabla A2: Resumen de subsanación de las deficiencias registradas**

Empresa:		Trimestre:				Año:		
Columna	a	b	c = f + g	d = da + db	e	f = adp + bdp	g = afp + bfp	h = ha + hb
Tipo de diferencia	Nº Denuncias Pendientes Trimestre Anterior	Nº Denuncias Presentadas en el Trimestre	Nº Denuncias Resueltas en el Trimestre	Nº Denuncias Desestimadas en el Trimestre	Nº Denuncias Próximas Trimestre	Denuncias Atendidas Dentro de Plazos Establecidos	Denuncias Atendidas Fuera de Plazos Establecidos	Denuncias con solicitud de Ampliación de Plazos
DT1								
DT2								
DT3								
DT4								
DT5								
Total								

Nombre de archivo: ANEXO 3AP\_CON.xxx (CON= siglas del concesionario en Tabla Empresas, xxx= formato de extensión)

**Columna "a":** Número de deficiencias denunciadas y registradas en el trimestre anterior cuyos plazos máximos de subsanación vencieron dentro del trimestre actual, incluidas las deficiencias desestimadas determinadas por el concesionario, independientemente si fueron subsanadas o no en el trimestre anterior.

**Columna "b":** Número de deficiencias denunciadas y registradas en el trimestre actual cuyos plazos máximos de subsanación vencieron dentro del trimestre, incluidas las deficiencias desestimadas por el concesionario.

**Columna "c" = f + g:** Número total de deficiencias que han sido subsanadas en el trimestre actual. Resulta de la suma de los valores de la columna "f" y la columna "g".

**Columna "d" = da + db:** Número de deficiencias desestimadas por el concesionario. Resulta de la suma de dos grupos de deficiencias: "da": Número de deficiencias que han sido consideradas como desestimadas por el concesionario en las deficiencias pendientes del trimestre anterior (columna a) "db"; Numero [sic] de deficiencias que han sido consideradas como desestimadas por el concesionario y presentadas en el trimestre actual (columna b)

**Columna "e":** Número de deficiencias registradas en el trimestre actual cuyos plazos máximos de subsanación vencen en el próximo trimestre, incluidas las deficiencias desestimadas por el concesionario; independientemente si fueron subsanadas o no en el trimestre actual.

**Columna "f" = adp + bdp:** Número de deficiencias que han sido subsanadas dentro de los plazos establecidos, Resulta [sic] de la suma de dos grupos de deficiencias: "adp": Número de deficiencias que han sido subsanadas dentro de los plazos establecidos (excluyendo las desestimadas), de las deficiencias pendientes del trimestre anterior (columna a). "bdp": Número de deficiencias que han sido subsanadas dentro de los plazos establecidos (excluyendo las desestimadas), de las deficiencias presentadas en el trimestre actual (columna b)

**Columna "g" = afp + bfp:** Número de deficiencias que han sido subsanadas fuera de los plazos establecidos. Resulta de la suma de dos grupos de deficiencias: "afp": Número de deficiencias que han sido subsanadas fuera de los plazos establecidos (excluyendo las desestimadas), de las deficiencias pendientes del trimestre anterior (columna a) "bfp": Número de deficiencias que han sido subsanadas fuera de los plazos establecidos (excluyendo las desestimadas), de las deficiencias presentadas en el trimestre actual (columna b)

**Columna "h" = ha + hb:** Número de deficiencias, que para su levantamiento, el OSINERG concedió un plazo mayor de subsanación a solicitud del concesionario. Resulta de la suma de dos grupos de deficiencias: "ha": Número de deficiencias cuyos plazos de subsanación han sido ampliados por el OSINERGMIN a solicitud del concesionario, de las deficiencias pendientes del trimestre anterior (columna a) "hb": Número de deficiencias cuyos plazos de subsanación han sido ampliados por el OSINERGMIN a solicitud del concesionario, de las deficiencias presentadas en el trimestre actual (columna b).

El indicador "porcentaje de denuncias atendidas fuera de plazo (%DAFP)" será igual a:

$$\%DAFP = g \times 100 / (a+b-d)$$

Fuente: Procedimiento de supervisión de alumbrado público (GFE-Osinergmin, 2007).

**Tabla A3: Anexo 1 del procedimiento de supervisión de alumbrado público Tabla BDAPSED y Tabla Empresas**

Tabla BDAPSED				
Campo	Descripción	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de identificación de la Empresa	3	ALF	Ver tabla empresas
2	Código de la SED	8	ALF	
3	Dirección de la SED	35	ALF	
4	Código de la localidad donde se ubica la SED	7	ALF	Considerar el que coincide con el VNR
5	Nombre de la localidad donde se ubica la SED	25	ALF	
6	Código de ubicación Geográfica de la SED (UBIGEO)	6	ALF	Código de Ubicación geográfica según INEI
7	Cantidad de UAP que alimenta la SED	3	N	
8	Sector Típico - Segmento	3	ALF	
9	Sistema Eléctrico	8	ALF	Considerar el que coincide con el VNR
Tabla Empresas				
Código	Empresa	Código	Empresa	
EDN	Edelnor	SEA	Soc. Elect. Sur Oeste	
EDS	Luz del Sur	ELS	Electrosur	
ECA	Edecañete	ESE	Electro Sur Este	
ESM	Electro Sur Medio ELC	ELC	Electrocentro	
HID	Hidrandina	EOR	Electro Oriente	
ENO	Electronoroeste	EUC	Electro Ucayali	
ELN	Electronorte	EPU	Electro Puno	
RIO	Serv. Elect. Rioja	ETO	Electro Tocache	
EMU	Emp. Munic. Utcubamba	EMP	Emp. Munic. Paramonga	
CEV	Cons. Elect. Villacurí	PAN	Emp. Electro Pangoa	
CHA	Proyecto Esp. Chavimochic			

Fuente: Procedimiento de supervisión de alumbrado público (GFE-Osinergmin, 2007).

**Tabla A4: Anexo 1 del procedimiento para la supervisión de la contrastación de medidores de energía - Información del Total de Medidores de Energía Instalados**

Nombre del archivo: BDMED-AAAXYY.txt

Donde: AAA = Código de identificación de la concesionaria (NOTA: iv. del presente ANEXO)

X = I o II

(semestre) YY = año

txt=formato de extensión

Ítem	Tipo	Long. Máx	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	3	CÓDIGO DE IDENTIFICACION DE LA CONCESIONARIA	
2	ALFANUMERICO	16	NÚMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
3	ALFANUMERICO	250	APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA	
4	ALFANUMERICO	250	DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO	
5	ALFANUMERICO	3	MARCA DEL MEDIDOR (Considerar la tabla de códigos de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	
6	ALFANUMERICO	20	MODELO DEL MEDIDOR	
7	ALFANUMERICO	30	NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR	
8	NUMÉRICO	4	AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR	

9	FECHA	10	FECHA DE AFERICIÓN DEL MEDIDOR	Formato: "DD/MM/AAAA"
10	ALFANUMERICO	4	INDICE DE CLASE DE PRECISIÓN DEL MEDIDOR	
11	ALFANUMERICO	1	TIPO DE MEDIDOR	M = Electromecánico E = Electrónico
12	ALFANUMERICO	6	CORRIENTE DEL MEDIDOR (A)	Inominal/ Imáxima
13	ALFANUMERICO	5	OPCIÓN TARIFARIA	
14	ALFANUMERICO	1	FASE DE MEDIDOR	M = Monofásico T = Trifásico
15	ALFANUMERICO	6	COÓDIGO DE UBIGEO DEL DISTRITO DONDE ESTÁ EL SUMINISTRO. Según tabla vigente del INEI	
16	ALFANUMERICO	16	CÓDIGO DE LA SUBESTACIÓN (Debe coincidir con la información reportada en el VNR)	
17	ALFANUMERICO	16	ETIQUETA DE CAMPO DE LA SUBESTACIÓN (Debe coincidir con la información reportada en el VNR)	
18	ALFANUMERICO	16	CÓDIGO DEL PUNTO DE CONEXIÓN (Debe coincidir con la información reportada en el VNR)	
19	ALFANUMERICO	12	CÓDIGO DE ALIMENTADOR MT	
20	ALFANUMERICO	1	SECTOR TÍPICO	
21	ALFANUMERICO	1	TIPO DE SUMINISTRO	P = Provisional C = Bloque colectivo A = Alumbrado público D = Definitivos
22	ALFANUMERICO	2	NIVEL DE TENSIÓN	BT = Baja tensión MT = Media tensión
23	FECHA	10	FECHA DE LA ÚLTIMA CONTRASTACIÓN DEL MEDIDOR (FUCM)	Formato: "DD/MM/AAAA"

NOTA:

**i. Longitudes máximas de campos:** En todos los casos los tamaños de campos que se especifican son longitudes máximas permitidas, en caso de tener un dato de menor longitud que el indicado como máximo, por ninguna razón se completará el tamaño de los mismos con caracteres "0" o espacios en blanco.

**ii. Formato:** En todas las bases de datos de texto la concesionaria debe entregar esta información separados por tabulaciones (TABs)

**iii. Llenado de los campos:** Todos los campos deberán ser llenados en forma obligatoria, con la única excepción del campo OBSERVACIONES, el cual podrá ser llenado a consideración de la concesionaria en las tablas que lo presenten.

**iv. Código de Identificación de la Concesionaria Razón**

Razón Social	Código	Razón Social	Código
Edelnor	EDN	Soc. Elect. Sur Oeste	SEA
Luz del Sur	LDS	Electrosur	ELS
Edecañete	ECA	Electro Sur Este	ESE
Electro Sur Medio ELC	ESM	Electrocentro	ELC
Hidrandina	HID	Electro Oriente	EOR
Electronoroeste	ENO	Electro Ucayali	EUC
Electronorte	ELN	Electro Puno	EPU
Serv. Elect. Rioja	RIO	Electro Tocache	ETO
Emp. Munic. Utcubamba	EMU	Emp. Munic. Paramonga	EMP
Cons. Elect. Villacurí	CEV	Emp. Electro Pangoa	PAN
Proyecto Esp. Chavimochic	CHA		

Fuente: Procedimiento de supervisión de contrastación de medidores de energía (Jané La Torre et al., 2008)

**Tabla A5: Anexo 2 del procedimiento para la supervisión de contrato de medidores de energía - Lote de Medidores Programados y Alternativos Propuestos**

Nombre del archivo: LM-AAAXYYZ.txt

Donde: AAA = Código de identificación de la concesionaria

X = I o II (semestre)

Z = P o A (Programado o Alternativo)

YY = año

txt =formato de extensión

Ítem	Tipo	Long. Máx	Descripción
1	ALFANUMERICO	3	CÓDIGO DE IDENTIFICACION DE LA CONCESIONARIA
2	ALFANUMERICO	16	NÚMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)
3	ALFANUMERICO	3	MARCA DEL MEDIDOR (Considerar la tabla de códigos de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)
4	ALFANUMERICO	20	MODELO DEL MEDIDOR
5	ALFANUMERICO	30	NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
6	NUMÉRICO	4	AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR

Fuente: Procedimiento de supervisión de contrastación de medidores de energía (Jané La Torre et al., 2008)

**Tabla A6: Anexos 5.1 y 5.2 del procedimiento para la supervisión de la contrastaciones de medidores de energía eléctrica – Resultados de Contrastos Consolidados y Resultados de Reemplazos de Medidores**

Anexo 5.1: Resultado de Contrastos Consolidados

Nombre del archivo: RCC-AAAXYY.txt

Donde:

AAA = Código de identificación de la concesionaria, X = I o II (semestre),

YY = año y txt =formato de extensión

Ítem	Tipo	Long. Máx	Descripción	Observaciones
1	ALFANUMERICO	16	NÚMERO DEL SUMINISTRO (Debe coincidir con el reportado en el VNR)	
2	ALFANUMERICO	3	MARCA DEL MEDIDOR (Según la tabla de código de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	(*)
3	ALFANUMERICO	20	MODELO DEL MEDIDOR	(*)
4	ALFANUMERICO	30	NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR	(*)
5	NUMÉRICO	4	AÑO NUEVO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR	(*)
6	ALFANUMERICO	4	INDICE DE CLAR DE PRECISIÓN DEL MEDIDOR	(*)
7	ALFANUMERICO	1	TIPO DE MEDIDOR	M = Electromecánico E = Electrónico
8	ALFANUMERICO	10	CORRIENTE DEL MEDIDOR (A)	Inominal/Imáxima



			de marca de medidores establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	
3	ALFANUMERICO	20	MODELO DE MEDIDOR RETIRADO	(*)
4	ALFANUMERICO	30	NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR RETIRADO	(*)
5	NUMÉRICO	4	AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR RETIRADO	(*)
6	ALFANUMERICO	1	TIPO DE MEDIDOR RETIRADO	M = Electromecánico E = Electrónico
7	ALFANUMERICO	4	INDICE DE CLASE DE PRECISIÓN DEL MEDIDOR RETIRADO	
8	ALFANUMERICO	1	FASE DE MEDIDOR RETIRADO	M = Monofásico T = Trifásico
9	ALFANUMERICO	20	MARCA DE MEDIDOR INSTALADO (Considerar los códigos establecidos en la Base Metodológica de la NTCSE)	
10	ALFANUMERICO	20	MODELO DE MEDIDOR INSTALADO	
11	ALFANUMERICO	20	NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR INSTALADO	
12	NUMÉRICO	4	AÑO DE FABRICACION DEL MEDIDOR INSTALADO	
13	ALFANUMERICO	1	TIPO DE MEDIDOR INSTALADO	M = Electromecánico E = Electrónico
14	ALFANUMERICO	4	INDICE DE CLASE DE PRECISIÓN DEL MEDIDOR INSTALADO	
15	ALFANUMERICO	1	FASE DE MEDIDOR INSTALADO	M = Monofásico T = Trifásico
16	ALFANUMERICO	20	NÚMERO DE DOCUMENTO DE REEMPLAZO	
17	ALFANUMERICO	1	PROGRAMADO ALTERNATIVO	O = Programado A = Alternativo
18	FECHA	10	FECHA DEL REEMPLAZO	Formato: "DD/MM/AAAA"

(\*) Se informarán los datos de placa del medidor encontrado en campo

Fuente: Procedimiento de supervisión de contrastación de medidores de energía (Jané La Torre et al., 2008)