

T/6213/1932

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA



1693



**“PROYECTO DE SOLUCION PARA ADECUAR EL SISTEMA DE
ALUMBRADO PUBLICO A LAS NORMAS TECNICAS DE CALIDAD
PARA MEJORAR LAS DEFICIENCIAS EN EL ALUMBRADO
PUBLICO – EMPRESA EDELNOR S.A.A.”**

**PROYECTO DE TESIS PARA OPTENER EL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

ERICK SANDRO MAYTA RODRIGUEZ

ASESOR:

ING. CESAR A. RODRIGUEZ ABURTO

CALLAO – PERU

2000

DEDICATORIA:

A DIOS POR DARME LAS COSAS QUE ME HA
DADO

A MIS PADRES POR SU AMOR Y SU SACRIFICIO
A MI AMADA ESPOSA POR SU COMPRENSIÓN Y
TERNURA

Y A MI QUERIDO HIJO LEONARDITO

PROYECTO DE SOLUCION PARA ADECUAR EL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO A LAS NORMAS TECNICAS DE CALIDAD PARA MEJORAR LAS DEFICIENCIAS EN EL ALUMBRADO PUBLICO – EMPRESA EDELNOR S.A.A.”

1.- Introducción

- 1.1 Antecedentes
- 1.2 Situación actual de las unidades de Alumbrado Público Sector colonial.
- 1.3 Meta a realizarse

2.- Marco Legal y Normas que afectan al Alumbrado Público

- 2.1 Ley de Concesiones Eléctricas
- 2.2 Normas de Alumbrado Público
- 2.3 Normas Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- 2.4 Referencia sobre la base metodológica emitida por OSINERG Para la aplicación de la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos

3.- Consideración y estructura para la elaboración de proyectos de inversión en el sistema de Alumbrado Público

4.- Alternativas de Solución para mejorar las deficiencias del Alumbrado Público

- 4.1 Datos proporcionados por la empresa
- 4.2 Demanda del Alumbrado Público para su Ampliación
- 4.3 Mejoramiento de reubicación del Alumbrado Público

5.- Evaluación Técnica y Económica

6.- Conclusiones y Observaciones

7.- Bibliografía

8.- Anexos

1.- INTRODUCCIÓN

Como es de conocimiento de toda la ciudadanía al existir un cambio en el manejo de las empresas concesionarias de distribución eléctrica ya que ha pasado a la parte privada, existe un proceso de transformación, para las empresas privadas, lo cual hace que se deba realizar un estudio cuantitativo de la rentabilidad que se puede obtener.

En nuestro medio, específicamente en el sector eléctrico Edelnor es la Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte, la política esta enfocada desde el punto de vista de mejora en atención a los usuarios.

Edelnor, dentro de su organigrama estructural nos indica que la Gerencia Comercial – Distribución esta dividida en cuatro sucursales: Sucursal Precursores, Sucursal Colonial, Sucursal Panamericana, Sucursal Norte. Así mismo se subdividen en Unidad de Mantenimiento y Unidad de Alumbrado respectivamente.

El presente trabajo de tesis tomara como referencia la Unidad de Alumbrado Público Colonial, y que tiene por finalidad, dar alternativas para el desarrollo de Proyectos de inversión, a ser considerada por la gerencia.

Este trabajo comprenderá los siguientes puntos principales:

- Marco Legal y normas técnicas
- Consideraciones para elaboración de proyecto
- Proyectos para mejorar la deficiencia de Alumbrado
- Evaluación Técnica - Económica
- Conclusiones y observaciones

Para la empresa son importantes los proyectos de inversión, lo cual me ha brindado el apoyo para poder realizar el presente trabajo que principalmente consiste en evaluar el alumbrado público y dar las pautas necesarias para realizar las reubicaciones de las unidades.

1.1.- ANTECEDENTES

De acuerdo a los dispositivos legales emitidos por el gobierno especialmente la Ley de Concesiones Eléctricas, no se puede exceder del 5% del consumo total de energía eléctrica en la facturación del consumo de energía del alumbrado público.

Esta disposición conlleva a que las empresas de distribución especialmente Edelnor, tenga perdidas en la facturación de consumo y estas perdidas son principalmente por el desorden eléctrico en el alumbrado público y el descuido técnico para cumplir con la norma DGE-016-T-2/1996.

Como es de su conocimiento existe baja calidad en el alumbrado público por utilizar lámparas de luz mixta con alto consumo de potencia que es de 500W, entonces en el presente trabajo se indicara que tipo de luminaria se utilizara para optimizar el alumbrado publico y además reducir el consumo de energía.

1.2.- SITUACION ACTUAL DE LAS UNIDADES DE ALUMBRADO PUBLICO SECTOR COLONIAL

El desarrollo del presente trabajo de tesis, es analizar la problemática que viene ocurriendo en el sistema de alumbrado público en nuestra capital. Si bien este trabajo se basa solamente en una de las sucursales de EDELNOR, específicamente la Sucursal Colonial, ella nos puede dar unos indicadores a tomar como referencia a los análisis posteriores.

La Sucursal Colonial cuenta actualmente con un área geográfica (densidad usuario) de 80 Km², distribuidos en 07 distritos:

Cercado de Lima (99%) dentro de la concesión

Breña (100%)

La Victoria (1%)

San Martín de Porres (85%)

Rimac (100%)

San Juan de Lurigancho (100%)

El Agustino (40%)

Consideramos como la unidad básica de identificación al suministro de energía eléctrica y lámpara, arrojando solo en Colonial 272,000 suministros y 67,000 unidades de lámparas respectivamente.

Como es de su conocimiento en la fecha de febrero 1994 la empresa en ese entonces se llamaba Electrolima (actualmente Edelnor – Luz del Sur – Edegel) tenía en un 50% de iluminación del distrito de Lima con el tipo de lámpara de luz mixta, el 30% de lámparas de vapor de mercurio, 20% restante de lámparas de vapor de sodio.

En la actualidad la distribución de lámparas en la Sucursal Colonial es de la siguiente forma:

Mixta	0.12 %
Mercurio	44.99 %
Sodio	54.89 %

Ver Anexo N° 1

De la distribución arriba señalada plasmada en el campo, nos arroja que existe un desorden en la distribución del diseño de alumbrado, encontrándose separaciones entre postes y niveles de altura de ella no de acorde a las normas. Produciendo en algunos casos se otorgue una iluminación que excede a la Norma generándose un

exceso de potencia instalada o faltando el nivel de iluminación en vías según Norma de iluminación.

En el terreno (Calles, Avenidas, pasajes y otros), podemos encontrar el siguiente sistema de alumbrado público:

- Diferentes instalaciones de red de alumbrado público en una misma vía.
- Inadecuada aplicación de uso de lámparas
- Diferentes tipos de potencia, modelo y niveles de intensidad no adecuadas según tipos de vías.
- Existencia de vías sin instalaciones de alumbrado público
- Excesiva separación entre postes.
- Diferentes alturas de postes en una misma vía.
- Mantenimiento muy deficiente
- Luminarias instaladas con tiempo de vida útil agotadas.

Aplicarse en abril 1999, la segunda etapa de vigencia de la Norma Técnica de calidad de los Servicios Eléctricos, especialmente en el sistema de alumbrado público dichas vías serán generadoras de multas a la Concesionaria.

1.3.- META A REALIZARSE

Como principal meta que se tiene en la Sucursal Colonial es afrontar la Norma Técnica del Servicio de Calidad de la siguiente manera:

Considerando el "Mantenimiento correctivo" y

Considerando el "Mantenimiento Preventivo"

El mantenimiento preventivo se reforzara a través de mediciones de los niveles de iluminación que son exigidas por las Normas Técnicas en toda vía. Una vez realizada la medición se genera la orden de ejecución de Proyectos y/u Obras que nos permita ingresar la vía con los niveles de iluminación establecidas en las Normas.

Para el mantenimiento correctivo esta se evalúa con el parámetro Servicio de Atención Telefónico (SAT), que viene a ser los reclamos de usuarios vía teléfono, siendo estas atendidas dentro de las 48 o 72 horas según dificultad del caso.

En Anexo A, correspondientes a mantenimiento correctivo se puede observar la cantidad de reclamos por mes.

Para realizar las mediciones de niveles de iluminación, esta se fortalece con la adquisición de equipos apropiados que están acompañados con la metodología para su aplicación.

En el Anexo B, corresponde a las mediciones realizadas.

2.- MARCO LEGAL Y NORMAS QUE AFECTAN AL ALUMBRADO PÚBLICO

Como es de conocimiento el gobierno al tratar de mejorar la calidad de servicio a dictado normas en la cual viene acompañada de una serie de artículos que nos guiaran para realizar una determinada acción.

A continuación se detalla la Ley de Concesiones Eléctricas en su parte del sistema de alumbrado público.

2.1. LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y SU REGLAMENTO

D.L. N° 25844-D.S. N° 009-93-EM Publicado en el Diario El Peruano 25 de febrero 1993

LEY.-

Art. 94°.- La prestación del Servicio de alumbrado público es de responsabilidad de los concesionarios de distribución en lo que se refiere al alumbrado general de Avenidas, Calles, y Plazas.

La energía correspondiente será facturada al Municipio. De no efectuarse el pago por dos meses consecutivos, el cobro se efectuará directamente a los usuarios, de acuerdo al procedimiento fijado en el Reglamento. En este último caso el Municipio dejará de cobrar el arbitrio correspondiente.

Las Municipalidades podrán ejecutar a su costo instalaciones especiales de iluminación, superior a los estándares que se señale en el respectivo contrato de concesión. En este caso deberán asumir igualmente el costo del consumo de energía, operación y mantenimiento.

REGLAMENTO.-

Art. 184°.- La facturación por el servicio del alumbrado público de concesión, no deberá exceder del 5% del monto facturado total y será distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo a los siguientes factores de proporción.

- a) 1.0 Para usuario con consumo igual o inferior a 30 Kwh/mes
- b) 3.0 Para usuario con consumo superior a 30 e inferior a 100 Kwh/mes
- c) 5.0 Para usuario con consumo superior a 100 e inferior a 150 Kwh/mes
- d) 10.0 Para usuario con consumo superior a 150 e inferior a 300 Kwh/mes
- e) 15.0 Para usuario con consumo superior a 300 e inferior a 500 Kwh/mes
- f) 30.0 Para usuario con consumo superior a 500 e inferior a 1000 Kwh/mes
- g) 50.0 Para usuario con consumo superior a 1000 e inferior a 5000 Kwh/mes
- h) 250.0 Para usuario con consumo superior a 5000 Kwh/mes

El monto de los importes resultantes no podrá ser menor al 0.02% de la UIT ni mayor al 60% UIT

El concesionario incorporará en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio de alumbrado público.

El Ministerio de Energía y Minas, con un informe de la comisión, podrá modificar las escalas, los factores de proporción y los porcentajes establecidos en el presente artículo.

2.2.- NORMAS DE ALUMBRADO DE VÍAS PÚBLICA DGE - 016-T 2/1996

Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME Publicado en el Diario El Peruano 18 de octubre de 1996

La Norma de alumbrado público establece los niveles fotométricos mínimos sobre el Alumbrado de vías Públicas que permitan proporcionar tanto al tráfico vehicular, peatonal una visibilidad cómoda, rápida y segura durante el período en que el alumbrado de la luz natural sea inferior a los niveles mínimos que exigen en la presente norma.

Esta norma nos indica los valores permisibles y las características del tipo de acabado que pueden tener las pistas con sus niveles de iluminación.

Mayor detalle ver Anexo Norma: Alumbrado de vías Públicas

2.3.- NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM Publicados en el Diario El Peruano el 11 de Octubre de 1997

La presente Norma nos permite regularizar la calidad de la prestación de servicio eléctrico tanto suministro y comercialización, en ella nos establece los parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la calidad del Servicio Eléctrico, y nos genera las compensaciones en forma gradual a los usuarios que no gozan servicio estándares de calidad.

Art. 1.- Apruébese la Norma Técnica de Calidad de los servicios eléctricos que consta de 8 Títulos y 12 Disposiciones Finales, la cual forma parte del presente Decreto Supremo.

Art. 2.- Deróguense las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Art. 3.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministerio de Energía y Minas.

La aplicación de la Norma es en forma secuencial, considerando 03 etapas (c / u de 18 meses)

1° Etapa Oct. – 97, Abril 99 :

Los suministradores y /o entidades involucradas estarán obligados a la adquisición de equipos e infraestructura para las mediciones piloto, normalización de procedimiento, calculo de indicadores, cuadro estadístico de cada parámetro por lo menos los cinco (5) últimos años.

2° Etapa Abril 99, Oct. 2000:

El incumplimiento de los plazos y programas da lugar a sanciones establecidas en la Ley, Reglamento y Norma.

3° Etapa A partir de Oct. 2000:

Tiene una duración indefinida y las transgresiones de las tolerancias de los indicadores dan lugar a compensación.

Lo más resaltante con relación al servicio eléctrico (Parte Técnica), son lo siguientes:

TITULO QUINTO

CALIDAD DE PRODUCTO

- Tensión
- Frecuencia
- Perturbación (Flicker y Tensiones Armónicas)
- Obligaciones del Suministrador
- Facultades de la Autoridad

TITULO SEXTO

CALIDAD DE SUMINISTRO

- Interrupción
- Obligaciones del Suministrador
- Facultades de la Autoridad

TITULO OCTAVO

CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

- Deficiencia del Alumbrado
- Obligaciones del suministrador
- Facultades de la Autoridad

Mayor Detalle Ver Anexo Norma – Norma Técnica de Calidad de los Servicios

**2.4.- REFERENCIA SOBRE LA BASE METODOLOGICA
EMITIDA POR OSINERG PARA LA APLICACIÓN DE
LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS
SERVICIOS ELÉCTRICOS**

**Decreto Supremo N° 020-97-EM Publicado en el
Diario El Peruano el 17 de Noviembre 1998**

La base metodológica nos permite:

Establecer el flujo de información a existir entre las concesiones y la entidad supervisora Organismo supervisor de la inversión en la energía (OSINERG)

La estructura de la base de datos que permita una efectiva aplicación y control de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE).

La transferencia de información a la autoridad.

La ejecución de las campañas de medición y registro, indicando en cada caso los requisitos mínimos del equipamiento que podrá utilizarse.

Mayor detalle ver anexo:

Norma – Base Metodológica Para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

3.- CONSIDERACIONES Y ESTRUCTURA PARA ELABORACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO

Aspectos Técnicos:

Los resultados de Medición de niveles de iluminación tienen que estar dentro de la Norma Técnica DGE – 016 – T – 2/1996, donde nos establece todos los parámetros de diseño, para diversos tipos de Vías.

Para una aceptación y rentabilidad del proyecto de inversión se aplica la Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Se usarán lámparas tubulares que tienen una eficiencia luminosa de 40 a 80 lúmenes por vatios.

Si se desea un nivel elevado de iluminancia, se necesitará utilizar lámparas con temperatura color alta (Luz Fría)

Al revés, para un nivel bajo de iluminancia se preferirán lámparas con temperatura de color baja (Luz Cálida)

El ángulo de orientación de las luminarias es de 15 grados, valor que de acuerdo a las características fotométricas de las luminarias es proporcionado por el fabricante de acuerdo al diseño de construcción.

Se establece lo siguiente:

Lámpara	Vía	Altura de Montaje (Am)
SONT 70W	Alumbrado tipo III y IV	9 M
SONT 150W	Alumbrado Tipo II y III	10 y 12 M
SONT 250 – 400W	Alumbrado Tipo I	12 M

Se puede obtener las alturas de montaje realizando las siguientes combinaciones:

Poste 7 m + pastoral de avance 2,5 m y altura 3 = Am 9M

Poste 7 m + pastoral de avance 3,5 m y altura 3 = Am 9M

Poste 8 m + pastoral de avance 2,5 m y altura 3 = Am 10M

Poste 8 m + pastoral de avance 3,5 m y altura 3 = Am 10M

Poste 11m + pastoral de avance 2,5 m y altura 2 = Am 12M

Poste 11m + pastoral de avance 2,5 m y altura 3 = Am 12M

Así mismo se puede transmitir otras medidas de pastorales, siempre y cuando cumplan con los niveles de iluminación establecidas.

Aspecto Estructural:

Para la presentación de fichas y/o formatos para todo proyecto de inversión se tomará la estructura siguiente:

Descripción del problema

Situación Actual

Descripción de alternativas.

Beneficios

Costos

Inversión

Evaluación Económica

Análisis de sensibilidad

Resultados

4.- ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA MEJORAR LAS DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO PÚBLICO

4.1.-DATOS PROPORCIONADOS POR LA EMPRESA

Una vez determinada las características de la problemática en el campo, se logra tener una estadística Distrito / Dificultad, lo que nos llevara a desarrollar los proyectos de inversión posteriormente mencionados.

Ampliación de Alumbrado Público:

Este proyecto se desarrollará por Demanda, dada que su ejecución es inminente.

Tenemos aproximadamente 46 Kms. En vías que no cuenta con Alumbrado Público, consiguiendo dos alternativas: Subterráneas ó Aéreo.

Para efectos de compensación se dividen en zonas:

Zona 1: Clientes que tengan un consumo de energía menor ó igual a 300 Kwh/mes

Zona 2: Clientes que tengan un consumo de energía mayor ó igual a 300 Kwh/mes

Zona 3: Clientes que tengan un consumo de energía Ubicación Física en vías tipo I,II

Zona Total Es la suma de todas las zonas.

Reubicación de Unidades de Alumbrado Público

Este proyecto se desarrollará por Mejora, dada que su ejecución es mejorar los niveles de iluminación.

Tenemos aproximadamente 67,20 Km en vías que cuenta con Alumbrado Público de una manera deficiente.

Para un mejor análisis del proyecto dividiremos por zonas:

- Zona 1: Clientes con consumo de energía menor ó igual a 300 Kwh/mes
- Zona 2: Clientes con consumo de energía mayor ó igual a 300 Kwh/mes
- Zona Total: Clientes con consumo de energía en zona 1 y zona 2

El cuerpo de prestación de los proyectos será:

Carátula, Descripción del proyecto, Ficha presentación y Análisis sustentatorio que se muestran en las siguientes hojas.

4.2.- DEMANDA DEL ALUMBRADO PÚBLICO PARA SU AMPLIACIÓN

1. OBJETIVOS DEL PROYECTO:

Dentro del objetivo de la Sección Técnica Colonial, esta dar prioridad Alumbrado Público a las vías que no cuentan con ella.

El regularizar y/o Normalizar los parámetros del Sistema de Alumbrado Público, para evitar las posibles sanciones a existir, de no tomar en cuenta la Nueva Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos, emitidos por el Ministerio de Energía y Minas en el Decreto Supremo N° 020-97-EM. Publicado por el diario El Peruano con fecha 11 de octubre 1997 – Normas Legales.

Los parámetros a considerar son: Continuidad y Calidad establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas técnicas.

2. SITUACIÓN ACTUAL:

Actualmente, existen 46 Km aproximadamente de vías correspondiente a la Sucursal Colonial, las cuales no cuentan con el Sistema de Alumbrado Público, zonas en las cuales los clientes hacen las cancelaciones por Alícuotas sin contar con ella.

De no solucionar el problema del Sistema de Alumbrado Público, estas pasarán a formar parte de un problema social. El aumento del sistema delincriminal es un factor determinante para el posterior reclamo de los usuarios a las concesiones respectivas y/u organismos competentes.

Edelnor tendría que cancelar multas como resultados de la aplicación Norma de Calidad al Servicio.

3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN:

A continuación evaluaremos las alternativas de solución de acuerdo a las zonas previamente definidas, y teniendo en cuenta que las alternativas son:

Alternativa 1: Con red Subterránea

Alternativa 2: Con red Aérea

Zona N° 1: Tipo de clientes que su consumo de energía es menor ó igual a 300 Kwh/mes (tipo domiciliario)
Ubicación física de los clientes, en tipo de calles III, IV

Zona N° 2: Tipo de clientes que su consumo de energía es mayor a 300 Kwh/mes.(tipo industria)

Ubicación física de los clientes, en tipos de calles II,
III

Zona N° 3: Todo tipo de clientes que contenga consumo de energía. Ubicación física de los clientes, en avenida de gran importancia Vehicular. Tipo de calle I, II

Zona total: Todo tipo de clientes que contengan consumo de energía.

Ubicación física de los clientes, son la suma de las Zona N° 1, Zona N° 2, Zona N° 3.

Cabe mencionar que nuestro estudio esta basado en la instalación de redes de tipo aéreo, por ser esta más económica y fácilmente en su ámbito para su mantenimiento.

4. PARÁMETROS DE EVALUACION:

Horizonte de Evaluación	:	10 años
Vida Útil de Poste, Pastoral	:	30 años
Vida Útil de Luminaria	:	10 años
Depreciación acelerada	:	05 años
Tasa de descuento	:	6%
Valor Residual	:	lo x (2/3)
Moneda	:	Dólares americanos
Tipo de Cambio	:	3.41

5. BENEFICIOS:

Los beneficios que se obtendría con la alternativa seleccionada serían los siguientes:

5.1 Sin considerar la Norma de Calidad

Compensación por Deficiencia de Alumbrado Público

5.2 Considerando la Norma de Calidad de Servicio
Ahorro de Compensaciones por Deficiencia de Alumbrado
Público

6. **COSTOS:**

En éste trabajo para la evaluación del proyecto estamos considerando como gastos la compra de Energía, cambio de luminarias y la limpieza de luminarias.

7. **INVERSION:**

El proyecto por demanda a continuación se demuestra según zona:

Zona N° 1

Alternativa 1:	Monto : MUS\$	111.43
Alternativa 2:	Monto : MUS\$	69.43

Zona N° 2

Alternativa 1:	Monto : MUS\$	185.22
Alternativa 2:	Monto : MUS\$	115.76

Zona N° Especial

Alternativa 1:	Monto : MUS\$	648.67
Alternativa 2:	Monto : MUS\$	405.42

Zona Total

Alternativa 1:	Monto : MUS\$	945.32
Alternativa 2:	Monto : MUS\$	590.82

8. EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica de cada alternativa, esta indicado en su respectivo flujo de caja obteniéndose:

VAN (6%) de 736.14 MUS\$ para la alternativa 1

VAN (6%) de 625.20 MUS\$ para la alternativa 2

9. RESULTADOS:

De acuerdo a lo desarrollado, recomendamos ejecutar el proyecto cuya inversión zona es total de MUS\$ 590.82 que tiene:

VAN (6%) de 625.20 MUS\$, alternativa 2

FORMATO DE PRESENTACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN
INVERSIÓN AÑO 2000
(PROYECTO POR MEJORA)

Nombre del Proyecto :		Mejora del Sistema de Alumbrado Público - Ampliación de Alumbrado Público				
Jefatura:		SECCIÓN TÉCNICA COLONIAL			C.R. : 5750	
Gerencia:		DIVISIÓN COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN			Fecha: 15/12/99	
Descripción:						
Actualmente existe 46 Kms. Aproximadamente de vías, las cuales no cuentan con el sistema de Alumbrado Público zonas en las cuales los clientes hacen la cancelación por Alicuotas sin contar con ellas.						
Alternativas:						
Zona N° 1 : Tipo de clientes que su consumo de energía es menor igual a 300 Kwh/mes (tipo domiciliario)						
Zona N° 2 : Tipo de clientes que su consumo de energía es mayor a 300 Kwh/mes (tipo industrial)						
Zona N° 3 : Todo tipo de cliente que contenga consumo de energía.						
Zona Total : Es la suma de todas las zonas						
Beneficios del Proyecto:						
* Sin considerar la norma de calidad :						
- Compensación por deficiencia de Alumbrado Público						
* Considerando la norma de calidad						
- Ahorro de pagos por compensaciones por deficiencia de Alumbrado Público						
Inversiones del Proyecto						
Se adjunta Ficha de Evaluación del proyecto considerando un horizonte de 10 años						
Alternativa 1 VAN (MUS\$)		736.14				
Alternativa 2 VAN (MUS\$)		625.20				
Proyectos por Mejora						
TC		3.41				
MONTO DE INVERSIÓN DEL PROYECTO						
MES	MONTO DE INVERSIÓN			CAJA DE LAS INVERSIONES		
	MN S/.	MUS\$	TOTAL MUS\$	MN S/.	MUS\$	TOTAL MUS\$
Enero	2.60	0	0.76	2.60	0.00	0.76
Febrero	25.30	49.46	56.88	25.30	49.46	56.88
Marzo	45.40	49.46	62.78	45.40	49.46	62.78
Abril	45.40	49.46	62.78	45.40	49.46	62.78
Mayo	45.40	49.46	62.78	45.40	49.46	62.78
Junio	45.40	49.46	62.78	45.40	49.46	62.78
Julio	45.40	49.46	62.78	45.40	49.46	62.78
Agosto	40.20	49.46	61.25	40.20	49.46	61.25
Setiembre	40.20	49.46	61.25	40.20	49.46	61.25
Octubre	40.20	49.46	61.25	40.20	49.46	61.25
Noviembre	40.20	0	11.79	40.20		11.79
Diciembre	0.00	0	0.00	0.00		0.00
Total Año	415.70	445.18	567.08	415.70	445.18	567.08

CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN
AMPLIACIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO
(UNIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO - SECCIÓN TÉCNICA COLONIAL)

Actividad	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00	Ppto Total (MUS\$)	Avance Físico (%)
Elaboración del Proyecto de detalle	0.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76						11.3416	2%
Adquisición de Materiales		49.46	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46	49.46			445.18	78.50%
Ejecución del Proyecto		5.66	11.55	11.55	11.55	11.55	11.55	11.79	11.79	11.79	11.79		110.565	19.50%
Ppto mensual (MUS\$)	0.76	56.88	62.78	62.78	62.78	62.78	62.78	61.25	61.25	61.25	11.79	0.00	567.08	100%

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

ZONA N° 1

CALLES DOMICILIARIA - COMERCIAL SIN ALUMBRADO PÚBLICO

Distrito	Nombre de Calle	Long (m) de Calle en A P	Cantidad de Clientes Afectados	Cantidad de Lámpara a emplearse	Instalar
S.M.P.	Malecón Rimac Cdras. 25,26, 27,28, 29	600	71	20	Na 70w
S.M.P.	Mercado Centro Cívico	150	35	5	Na 70w
S.M.P.	Av. Lima Cdras. 22, 23	500	118	17	Na 70w
Agustino	José Rivera Dávalos Cdras 5,6	500	118	17	Na 70w
Agustino	Plácido Jiménez Tramos entre Jr. Ancash y Evitamiento	800	188	27	Na 70w
S.J.L.	Calle N° 8 (Campoy)	250	59	8	Na 70w
S.J.L.	Calle N° 7 (Campoy)	300	71	10	Na 70w
		3,100	660	104	Na 70w

Nota:

Se prevé que existe aproximadamente 6000 m en Alumbrado Público por lo que estarían afectos 1100 Clientes

Se prevé que deberá instalarse 200 Lámparas en aprox. 6000 m en Alumbrado Público

S/ AP (m)	6,000
Clientes	1,100
Lámparas	200

(A)

ZONA N° 2

CALLES INDUSTRIAL SIN ALUMBRADO PÚBLICO

N°	Distrito	Nombre de Calle	Long.(m) de celda sin A P	Cantidad de Clientes afectados	Cantidad de Lámpara a Emplearse	Instalar
1	Cercado de Lima	Guillermo Dankey Cdra. 3, 12,15,16,17	1,000	13	33	NA 70W
2	Cercado de Lima	Av. Universitaria Cdra. 6 , 7	500	7	17	NA 70W
3	Cercado de Lima	Materiales Cdras. 26, 27 , 29	800	11	27	NA 70W
4	Cercado de Lima	Maquinarias Cdras. 6, 7 , 31	1,100	15	37	NA 70W
5	Cercado de Lima	Víctor Reynel Cdra. 2, 3	400	5	13	NA 70W
6	Cercado de Lima	Minerales Cdra. 7	300	4	10	NA 70W
8	SJL	Av. Lurigancho Cdras. 10,11,12,13	1,000	13	33	NA 70W
9	SJL	Av. Lomas Cdras. 3,4,5,6,7,8	700	9	23	NA 70W
10	SJL	Av. El Santuario Cdras. 10,11,12,13,14	1,300	17	43	NA 70W
			7,100	94	236	

Nota:

Se prevé que existe aprox. 10000 m sin Alumbrado Público por lo que estarían afectos 160 Clientes

Se prevé que deberá instalarse 380 Lámparas en aprox.10000 m en Alumbrado Público

S/ AP (m)	10,000
Clientes	160
Lámparas	380

(B)

1693



Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

Zona N° 3

AVENIDAS DE TIPO ESPECIAL SIN ALUMBRADO PÚBLICO

N°	Distrito	Nombre de Calle	Long.(m) de Calle sin A.P.	Cantidad de Clientes Afectados	Cantidad de Lámparas a emplearse	Instalar	Observación
1	SJL	Av. Principal S/N (Campoy	2,500	588	71	Na 250w	
2	SJL	Av. Proceres de la Independencia (Tramos Malecon Checa a Av. Lima	1,000	235	29	Na 250w	Vía auxiliar con Na 150w
3	SJL	Av. Proceres de la Independencia (Tramo Av. Lurigancha a Av. El Sol)	10,000	2,353	286	Na 250w	Vía auxiliar con Na 150w
			13,500	3,176	386		

Se prevé que existen aproximadamente 30000 m sin Alumbrado Público por lo que estarían afectos 7 100 Clientes
Se prevé que deberá instalarse 880 lámparas en aprox. 30000m en Alumbrado Público

Sin / A P (m)	30,000
Clientes	7,100
Lámparas	880

Nota

Cuadro N° 1 : Clientes tipo Domiciliario - Comercial. Se tendrá 8,5 m de fachada por cliente

Cuadro N° 2 : Clientes tipo Industrial. Se tendrá 150 m de fachada por cliente

Cuadro N° 3 : Separación entre postes para especiales 35m

Separación entre postes para Clientes de tipo Domiciliario - Comercial - Industrial igual a 30 m

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

ZONA N° 1

Se tiene de (A) pag. 21

6 Km

Zona Domiciliaria - Comercial

Sistema Subterránea

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO	Long. (Km) sin A.P	COSTO TOTAL (S/.)	COSTO TOTAL (\$)
Red / Km (Na 70w)	S/ / Km	61,631.07	4	246,524	72,294.51
Red / Km (Na 150w)	S/ / Km	66,722.58	2	133,445	39,133.48
			6		111,427.98

Sistema Aéreo

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO	Long. (Km) sin A.P	COSTO TOTAL (S/.)	COSTO TOTAL (\$)
Red aéreo (Na 70w)	S/ / Km	38,519.42	4	154,078	45,184.07
Red aéreo (Na 150w)	S/ / Km	41,701.61	2	83,403	24,458.42
			6		69,642.49

Cantidad de Lámparas	200
----------------------	-----

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	Cantidad	Costo Total
Costo de Lámpara Na 70 w (US\$)	6.72	140	941.320
Costo de Lámpara Na 150 w (US\$)	9.28	60	556.829
M obra instalación de Lámpara (US\$)	4.65	200	929.095
			2,427.244

M. Obra Limpieza de Luminaria en campo (US\$)	4.43	200	885.086
Por año se realiza 2 limpieza en luminaria			1,770.171

	UNITARIO	Cantidad	TOTAL
Gasto por compra de Energía/pot. En Lamp. De 70W (US\$ / año)	16.27	140	2,277.80
Gasto por compra de Energía/pot. En Lamp. De 150W (US\$ / año)	34.87	60	2,092.20
			4,370.00

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

ZONA N°2

Se tiene de (B) pag. 21

10 Km

Zona Industrial

Sistema Subterránea

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO	Long. (Km) sin A.P	COSTO TOTAL (S/.)	COSTO TOTAL (\$)
Red / Km (Na 70w)	S/. / Km	61,631.07	7	431,417	126,515.39
Red / Km (Na 150w)	S/. / Km	66,722.58	3	200,168	58,700.21
			10		185,215.60

Sistema Aéreo

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO	Long. (Km) sin A.P	COSTO TOTAL (S/.)	COSTO TOTAL (\$)
Red aéreo (Na 70w)	S/. / Km	38,519.42	7	269,636	79,072.12
Red aéreo (Na 150w)	S/. / Km	41,701.61	3	125,105	36,687.63
			10		115,759.75

Cantidad de Lámparas	360
----------------------	-----

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	Cantidad	Costo Total
Costo de Lámpara Na 70 w (US\$)		270	1,815.40
Costo de Lámpara Na 150 w (US\$)		90	835.24
M obra instalación de Lámpara (US\$)		360	1,672.37
			4,323.02

	UNITARIO	Cantidad	TOTAL
Gasto por compra de Energía/pot. En Lamp. De 70W (US\$ / año)	16.27	270	4,392.90
Gasto por compra de Energía/pot. En Lamp. De 150W (US\$ / año)	34.87	90	3,138.30
			7,531.20

M. Obra limpieza de luminaria en campo (US\$)	4.43	360	1,593.154
Por año se realiza dos limpiezas en luminarias			3,186.308

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Publico

Zona N° 3

Se tiene de (B) pág. 22

30 Km

Zona Especial

Sistema Subterránea

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO	Long. (Km) sin AP	Costo Total (S/.)	Costo Total (US\$)
Red / Km (Na 250w)	S/. Km	73,732.64	30	2,211,979	648,674.21

Sistema Aéreo

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO	Long. (Km) sin AP	Costo Total (S/.)	Costo Total (US\$)
Red / Km (Na 250w)	S/. Km	46,082.90	30	1,382,487	405,421.39

Cantidad de Lámparas	880
----------------------	-----

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	Costo Total
Costo de Lámpara Na 250w (US\$)		880	9,116.59
M. Obra instalación de Lámpara (US\$)		880	4,088.02
			13,204.61

M obra limpieza de luminaria en campos (US\$)	4.43	880	3,894.38
Por año se realiza 2 limpieza en luminarias			7,788.75

	UNITARIO	CANTIDAD	TOTAL
Gasto por compra de Energía / pot en Lamp de 250 W /(US\$/año	58.12	880	51,145.60

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

ZONA TOTAL

Se tiene sumando (A, B y C)

46 Km

Zona Total

Sistema Subterránea

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO	Long. (Km) sin A.P	COSTO TOTAL (S/.)	COSTO TOTAL (\$)
Red / Km (Na 70w)	S/. / Km	61,631.07	11	677,942	198,809.90
Red / Km (Na 150w)	S/. / Km	66,722.58	5	333,613	97,833.69
Red / Km (Na 250w)	S/. / Km	73,732.64	30	2,211,979	648,674.21
			46		945,317.80

Sistema Aéreo

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO	Long. (Km) sin A.P	COSTO TOTAL (S/.)	COSTO TOTAL (\$)
Red aéreo (Na 70w)	S/. / Km	38,519.42	11	423,714	124,256.19
Red aéreo (Na 150w)	S/. / Km	41,701.61	5	208,508	61,146.06
Red aéreo (Na 250w)	S/. / Km	46,082.90	30	1,382,487	405,421.39
			46		590,823.63

Cantidad de Lámparas 70 W	410
Cantidad de Lámparas 150 W	150
Cantidad de Lámparas 250 W	880

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	Cantidad	Costo Total
Costo de Lámpara Na 70 w (US\$)	6.72	410	2,756.724
Costo de Lámpara Na 150 w (US\$)	9.28	150	1,392.071
Costo de Lámpara Na 250 w (US\$)	10.36	880	9,116.591
M obra instalación de Lámpara (US\$)	4.65	1,440	6,689.487
			19,954.873

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Publico

M. Obra limpieza de luminaria en campo (US\$)	4.43	1,440	6,372.62
Por año se realiza 2 limpieza en Luminaria			12,745.23

	UNITARIO	Cantidad	TOTAL
Gasto por compra de Energía / pot. En Lamp.de 70W (US\$/año)	16.27	410	6,670.70
Gasto por compra de Energía / pot. En Lamp.de 150W (US\$/año)	34.87	150	5,230.50
Gasto por compra de Energía / pot. En Lamp. De 250W (US\$/año)	58.12	880	51,145.60
			63,046.80

Para tipo de vía III, IV, V (Domiciliario Comercial)

Se tiene el costo unitario de instalación de Red aéreo por metro lineal

(Se incluye lámparas de alta presión Sodio de 70w poste de 9m)

(Se incluye lámparas de alta presión Sodio de 150w poste de 9m)

Para tipo de Vía II (Especial)

Se tiene el costo unitario de instalación de Red aéreo por metro lineal

(Se incluye lámparas de alta presión Sodio de 250w poste de 11m)

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Publico

COSTOS

DESCRIPCIÓN	(S/.)	(US\$)
Lampara Hg 125w	8.27	2.42
Lampara Hg 250w	16.98	4.98
Lamapara Na 70w	22.93	6.72
Lampara Na 150w	31.65	9.28
Lampara Na 250w	35.33	10.36
Luminaria + Lampara Na 70w (C/equipo)	159.51	46.78
Luminaria + Lampara Hg 125 w (C/equipo)	115.52	33.88
Luminaria + Lampara Na 250w	325.18	95.36
Luminaria + Lampara Na 150w	211.34	61.98
M. Obra instalación de lampara	9.47	2.78
M obra instalación de Luminaria-Lampara	15.84	4.65
M obra limpieza de luminaria en campo	15.09	4.43

PREMISAS

Funcionamiento diario de lampara (Hr)	12
Funcionamiento anual de lampara (Hr)	4,380

TIEMPO DE VIDA DE LAMPARAS (Hr)	PERIODO CAMBIO (AÑOS)	
Lampara vapor de sodio 70w	14,000.00	3.20
Lampara de Mercurio de alta presión 125W	10,000.00	2.28

COSTO DE RED DE ALUMBRADO (S/.Km)

Sistema Subterranea

Red / Km (Na 70w)	61,631.07
Red/ Km (Na 150w)	66,722.58
Red / Km (Na 250w)	73,732.64

Sistema Aéreo

Red aéreo / Km (Na 70W)	38519.42
Red aéreo / Km (Na 150w)	41701.61
Red aéreo / Km (Na 250w)	46,082.90

Tasa de cambio (junio 2000)	3.410
-------------------------------	-------

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO
INSTALACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PÚBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

ALTERNATIVA 1 (Zona Domiciliaria Comercial)

Descripción	PERÍODO DE EVALUACIÓN (AÑOS)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ALTERNATIVA 1 (Red Subterránea)												
Costos												
Cambio de Lámpara (incluy. M.O)				2.43			2.43			2.43		
Limpieza		0.89	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77
Compra de Energía		4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37
TOTAL COSTOS (C)	0.00	5.26	6.14	8.57	6.14	6.14	8.57	6.14	6.14	8.57	6.14	6.14
Depreciación acelerada D		22.29	22.29	22.29	22.29	22.29						
Flujo de Costos Totales FCT = C + D	0.00	27.54	26.43	30.85	26.43	26.43	8.57	6.14	6.14	8.57	6.14	6.14
Ahorro Pago de Imp. De la Emp. APIM = 0.335 * FC	0.00	9.23	9.52	10.34	9.52	9.52	2.87	2.06	2.06	2.87	2.06	2.06
Inversión I ₀	111.43											
Valor Residual VR = (2/3)I ₀												74.29
Flujo de caja neto FNCP = C + I ₀ - APIM - VR	111.428	-3.971	-3.382	-1.768	-3.382	-3.382	5.697	4.083	4.083	5.697	-70.202	
ALTERNATIVA 2 (Red Aérea)												
Costos												
Cambio de Lámpara (Incluy. M.O)				2.43			2.43			2.43		
Limpieza		0.89	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77
Compra de Energía		4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37	4.37
TOTAL COSTOS (C)	0.00	5.26	6.14	8.57	6.14	6.14	8.57	6.14	6.14	8.57	6.14	6.14
Depreciación acelerada D		13.93	13.93	13.93	13.93	13.93						
Flujo de Costos Totales FCT = C + D	0.00	19.18	20.07	22.50	20.07	20.07	8.57	6.14	6.14	8.57	6.14	6.14
Ahorro Pago de Imp. De la Emp. APIM = 0.335 * FC	0.00	6.43	6.72	7.54	6.72	6.72	2.87	2.06	2.06	2.87	2.06	2.06
Inversión I ₀	69.64											
Valor Residual VR = (2/3)I ₀												46.43
Flujo de Caja neto FNCP = C + I ₀ - APIM - VR	69.642	-1.171	-0.583	1.031	-0.583	-0.583	5.697	4.083	4.083	5.697	-42.345	

Tasa de Descuento	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%
VAN Alternativa 1 (MUS\$)	54.81	61.93	67.40	71.45	74.41	76.51	77.95
VAN Alternativa 2 (MUS\$)	48.03	51.83	53.78	55.06	55.83	56.22	56.32

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO
INSTALACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PÚBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

ALTERNATIVA 2 (ZONA INDUSTRIAL)

Descripción	PERÍODO DE EVALUACIÓN (AÑOS)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ALTERNATIVA 1 (Red Subterránea)												
Costos												
Cambio de Lámpara (incluy. M.O.)				4.32			4.32			4.32		
Limpieza		1.59	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19
Compra de Energía		7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53
TOTAL COSTOS (C)	0.00	9.12	10.72	15.04	10.72	10.72	15.04	10.72	10.72	15.04	10.72	10.72
Depreciación acelerada D		37.04	37.04	37.04	37.04	37.04						
Flujo de Costos Totales FCT = C + D	0.00	46.17	47.76	52.08	47.76	47.76	15.04	10.72	10.72	15.04	10.72	10.72
Ahorro Pago de Imp. De la Emp. APIM = 0.335 * FCT	0.00	15.47	16.00	17.45	16.00	16.00	5.04	3.59	3.59	5.04	3.59	3.59
Inversión I ₀	185.22											
Valor Residual VR = (2/3)I ₀												123.43
Flujo de Caja neto FNCP = C + I₀ - APIM - VR	185.216	-6.342	-5.282	-2.407	-5.282	-5.282	10.002	7.127	7.127	10.002	10.002	-116.303
ALTERNATIVA 2 (Red Aérea)												
Costos												
Cambio de Lámpara (incluy. M.O.)				4.32			4.32			4.32		
Limpieza		1.59	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19	3.19
Compra de Energía		7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53	7.53
TOTAL COSTOS (C)	0.00	9.12	10.72	15.04	10.72	10.72	15.04	10.72	10.72	15.04	10.72	10.72
Depreciación acelerada D		23.15	23.15	23.15	23.15	23.15						
Flujo de Costos Totales FCT = C + D	0.00	32.28	33.87	38.19	33.87	33.87	15.04	10.72	10.72	15.04	10.72	10.72
Ahorro Pago de Imp. De la Emp. APIM = 0.335 * FCT	0.00	10.81	11.35	12.79	11.35	11.35	5.04	3.59	3.59	5.04	3.59	3.59
Inversión I ₀	115.76											
Valor Residual VR = (2/3)I ₀												77.15
Flujo de Caja neto FNCP = C + I₀ - APIM - VR	115.760	-1.688	-0.629	2.246	-0.629	-0.629	10.002	7.127	7.127	10.002	10.002	-70.023

Tasa de Descuento	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%
VAN Alternativa 1 (MUS\$)	94.23	105.98	114.73	121.18	125.83	129.11	131.32
VAN Alternativa 2 (MUS\$)	84.86	89.18	92.08	93.92	94.95	95.38	95.35

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO
INSTALACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PÚBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

ALTERNATIVA 3 (Zona Especial)

Descripción	PERÍODO DE EVALUACIÓN (AÑOS)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ALTERNATIVA 1 (Red Subterránea)												
Costos												
Cambio de Lámpara (incluy. M.O)				13.20			13.20			13.20		
Limpieza		3.89	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79
Compra de Energía		51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15
TOTAL COSTOS (C)	0.00	55.04	58.93	72.14	58.93	58.93	72.14	58.93	58.93	72.14	58.93	58.93
Depreciación acelerada D		129.73	129.73	129.73	129.73	129.73						
Flujo de Costos Totales FCT = C + D		184.77	188.67	201.87	188.67	188.67	72.14	58.93	58.93	72.14	58.93	
Ahorro Pago de Imp. De la Emp. APIM = 0.335 * FCT	0.00	61.90	63.20	67.63	63.20	63.20	24.17	19.74	19.74	24.17	19.74	
Inversión I ₀	648.67											
Valor Residual VR = (2/3)I ₀												432.45
Flujo de Caja neto FNCP = C + I₀ - APIM - VR	648.674	-6.860	-4.270	4.511	-4.270	-4.270	47.972	39.191	39.191	47.972	39.191	-393.258
ALTERNATIVA 2 (Red Aérea)												
Costos												
Cambio de Lámpara (incluy. M.O.)				13.2			13.20			13.2		
Limpieza		3.89	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79
Compra de Energía		51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15	51.15
TOTAL COSTOS (C)	0.00	55.04	58.93	72.13	58.93	58.93	72.13	58.93	58.93	72.13	58.93	58.93
Depreciación acelerada D		81.08	81.08	81.08	81.08	81.08						
Flujo de Costos Totales FCT = C + D		136.12	140.02	153.22	140.02	140.02	72.13	58.93	58.93	72.13	58.93	
Ahorro Pago de Imp. De la Emp. APIM = 0.335 * FCT	0.00	45.60	46.91	51.33	46.91	46.91	24.17	19.74	19.74	24.17	19.74	
Inversión I ₀	405.42											
Valor Residual VR = (2/3)I ₀												270.28
Flujo de Caja neto FNCP = C + I₀ - APIM - VR	405.421	9.438	12.028	20.806	12.028	12.028	47.969	39.191	39.191	47.969	39.191	-231.090
Tasa de Descuento		2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%				
VAN Alternativa 1 (MUS\$)		452.92	480.14	498.95	511.40	519.03	523.00	524.21				
VAN Alternativa 2 (MUS\$)		420.17	421.34	419.66	415.97	410.89	404.88	398.28				

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO
INSTALACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PÚBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

ALTERNATIVA (Zona Total)

Descripción	PERÍODO DE EVALUACIÓN (AÑOS)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ALTERNATIVA 1 (Red Subterránea)												
Costos												
Cambio de Lámpara (incluy. M.O)				19.95			19.95			19.95		
Limpieza		12.75	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49
Compra de Energía		63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05
TOTAL COSTOS (C)	0.00	75.79	88.54	108.49	88.54	88.54	108.49	88.54	88.54	108.49	88.54	88.54
Depresacion acelerada D		189.06	189.06	189.06	189.06	189.06	189.06					
Flujo de Costos Totales FCT = C + D		264.86	277.60	297.56	277.60	277.60	108.49	88.54	88.54	108.49	88.54	88.54
Ahorro Pago de Imp. De la Emp. APIM = 0.335 * FCT		88.73	93.00	99.68	93.00	93.00	36.34	29.66	29.66	36.34	29.66	29.66
Inversion lo	945.32											
Valor Residual VR = (2/3)lo												630.21
caja neto FNCP = C + lo - APIM - VR	945.318	-12.935	-4.459	8.811	-4.459	-4.459	72.147	58.877	58.877	72.147	-571.335	
ALTERNATIVA 2 (Red Aérea)												
Costos												
Cambio de Lámpara (incluy. M.O.)				19.95			19.95			19.95		
Limpieza		12.75	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49	25.49
Compra de Energía		63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05	63.05
TOTAL COSTOS (C)	0.00	75.79	88.54	108.49	88.54	88.54	108.49	88.54	88.54	108.49	88.54	88.54
Depreciacion acelerada D		118.16	118.16	118.16	118.16	118.16	118.16					
Flujo de Costos Totales FCT = C + D		193.96	206.70	226.66	206.70	206.70	108.49	88.54	88.54	108.49	88.54	88.54
Ahorro Pago de Imp. De la Emp. APIM = 0.335 * FCT		64.98	69.22	73.66	69.22	69.22	34.10	29.66	29.66	34.10	29.66	29.66
Inversion lo	590.82											
Valor Residual VR = (2/3)lo												393.8824206
Flujo de Caja neto FNCP = C + lo - APIM - VR	590.824	10.817	19.317	34.832	19.317	19.317	74.392	58.877	58.877	74.392	-335.005	

Tasa de Descuento	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%
VAN Alternativa 1 (MUS\$)	672.30	710.20	736.14	753.04	763.10	767.99	768.98
VAN Alternativa 2 (MUS\$)	630.54	629.75	625.20	618.04	609.13	599.09	588.36

4.3.- MEJORAMIENTO DE REUBICACIÓN DEL ALUMBRADO PÚBLICO

1. OBJETIVOS DEL PROYECTOS

La reubicación de unidades de A.P. tienen por objetivo la uniformidad de Alumbrado, evitando las posibles apariciones del efecto “cebra” en la vía pública.

Regularizar y/o Normalizar los parámetros del Sistema de Alumbrado Público, para evitar las posibles sanciones a existir, de no tomar en cuenta la Nueva Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos, emitidos por el Ministerio de Energía y Minas en el Decreto Supremo N° 020-967-EM. Publicado por el diario El Peruano con fecha 11 de octubre 1997 - Normas Legales.

Los parámetros a considerar son: Calidad de servicio, establecidas en la Ley de concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas técnicas.

2. SITUACIÓN ACTUAL:

Actualmente, existen 67.20 Km aproximadamente de vías correspondiente a la Sucursal Colonial, las cuales cuentan con el Sistema de Alumbrado Público deficiente.

La existencia en su gran parte de los reclamos de los usuarios, es del tipo mejora en el A.P.

Mejora, la empresa dentro de la Sucursal Colonial tendría que cancelar multas cerca a MUS\$ 183.18 como resultado de la aplicación de la Norma de Calidad de Servicio.

3. ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN:

A continuación evaluaremos la alternativa de solución de acuerdo a las zonas previamente definida.

Zona N° 1: Tipo de cliente que su consumo de energía es menor igual a 300 Kwh/mes. (tipo domiciliario)
Ubicación física de los clientes, en tipo de calles III, IV, V

Zona N° 2: Tipo de clientes que su consumo de energía es mayor a 300 Kwh/mes (tipo industrial)
Ubicación física de los clientes, en tipos de calles II, III

Zona Total: Todo tipo de clientes que contengan consumo de energía.
Ubicación física de los clientes, es la suma de las Zonas 1, Zona N° 2

Cabe mencionar que nuestro estudio esta basado en la instalación de nuevos postes y/o permanencia de los existentes.

4. PARÁMETROS DE EVALUACION:

Horizonte de Evaluación	:	10 años
Vida Útil de Poste, Pastoral	:	30 años
Vida Útil de Luminaria	:	10 años
Depreciación acelerada	:	05 años
Tasa de Descuento	:	14%
Valor Residual	:	$Io \times (2/3)$
Moneda	:	Dólares americanos
Tipo de cambio	:	3.41

5. BENEFICIOS:

Los beneficios que se obtendrían con la alternativa seleccionada serían los siguientes:

5.1 Sin considerar la Norma de Calidad

Compensación por Deficiencia de Alumbrado Público

Como podemos observar en los flujos de balance económico, la no-aplicación de la norma traerá consigo que el Proyecto elaborado no sea rentable, en todas las zonas señaladas.

5.2 Considerando la Norma de Calidad de Servicio

Ahorro de Compensaciones por Deficiencia de Alumbrado Público

En la descripción detallada de la Compensación por deficiencia de Alumbrado Público, podemos notar que la cantidad de clientes de la zona N° 1, es mayor que en la zona N° 2, pero la compensación es inversa

Que el cliente paga por concepto de Alumbrado Público, durante el semestre de en que verifica la deficiencia.

6. COSTOS:

En éste proyecto para la evaluación del proyecto está considerando como gastos de la limpieza de luminarias, compra de energía por motivo de nuevas unidades de A.P.

7. INVERSIÓN:

El proyecto de mejora del sistema de Alumbrado Público, para la sucursal Colonial demanda una inversión de MUS\$ 511.48

distribuidos de la siguiente manera: (considerando Normas de Calidad)

Zona N° 1	Monto:	MUS\$	450.10
Zona N° 2	Monto:	MUS\$	61.38
Zona Total	Monto:	MUS\$	511,48

8. EVALUACIÓN ECONOMICA

Para la evaluación económica se ha considerado dos escenarios, el primero es sin considerar la Norma de Calidad de los Servicios, y el segundo considerando ésta Norma.

A) Sin considerar la Norma de Calidad de los Servicio Eléctrico

En éste caso se obtiene los siguientes parámetros:

Zona N° 1 VAN (14%) de MUS\$ - 244.79 TIR : -2,58%

Zona N° 2 VAN (14%) de MUS\$ - 33.52 TIR : -5.09%

Zona Total VAN (14%) de MUS\$ - 295.19 TIR : -3,59%

Para un periodo de evaluación de 10 años

B) Considerando la Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos:

Considerando la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada con DS N° 020-97-EM del M.E.M. y vigente desde el 11/10/97 se obtienen los siguientes resultados:

Zona N° 1 VAN (14%) de MUS\$ - 74.18 TIR : 9.88%

Zona N° 2 VAN (14%) de MUS\$ 270.77 TIR : 84.98%

Zona Total VAN (14%) de MUS\$ 178.65 TIR : 21.70%

Para un periodo de evaluación de 10 años:

9. SENSIBILIDAD

Se analiza el parámetro de mayor influencia en la evaluación económica

	VARIACIÓN		VAN	TIR
	%	(MUS\$)	(14%)	(%)
CASO BASE			178.65	21.70%
Inversión	+10%	562,62	154.17	20.15%
	-10%	460,33	212.39	24.09%
Compensación por Calidad de Servicio	+10%	40.30	177.71	21.65%
	-10%	32.98	179.59	21.75%

10. RESULTADOS

De acuerdo a lo desarrollado, recomendamos ejecutar el proyecto cuya inversión es total de MUS\$ 511,48 con una tasa interna de retorno (TIR) de 21,70 % y un VAN (14%) de MUS\$ 178.65. Si bien para la zona 2 el proyecto es más rentable que para la zona 1, recomendamos ejecutar el proyecto integral, dado que de otra manera se tendría problemas de deterioro en la imagen de la empresa.

**FORMATO DE PRESENTACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN
INVERSIÓN AÑO 1999
(PROYECTO POR MEJORA)**

Nombre del Proyecto :	Reubicacion de Unidades de Alumbrado Publico					
Jefatura:	SECCIÓN TÉCNICA COLONIAL				C.R. : 5750	
Gerencia:	DIVISIÓN COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN				Fecha: 15/12/99	
Descripción:						
Gran parte de los reclamos existentes por los usuarios, es por mejora en el sistema en el Alumbrado Publico.						
Alternativa:						
Reubicación de Unidades de Alumbrado Publico tiene por objetivo la uniformidad de Alumbrado, evitando posibles apariciones del efecto "CEBRA" en la vía publica.						
Beneficios del Proyecto:						
* Mejora la calidad del alumbrado publico, evitando pagos por compensatorios.						
* Mejora la calidad del producto, cumpliendo con los niveles mínimos según estipulados en la Ley de concesiones Eléctricas y su reglamento.						
Inversiones del Proyecto:						
Alternativa:	(MUS\$)	511.48	TIR:	21.70%		
Proyecto por Mejora						
TC	3.410					
MONTO DE INVERSIÓN DEL PROYECTO						
MES	Monto de Inversión			Caja de las inversiones		
	MN S/.	MUS\$	Total MUS\$	MN S/.	MUS\$	Total MUS\$
Enero	6.66	0.00	1.95	6.66	0.00	1.95
Febrero	30.28	37.36	46.24	30.28	37.36	46.24
Marzo	47.24	37.36	51.21	47.24	37.36	51.21
Abril	47.24	37.36	51.21	47.24	37.36	51.21
Mayo	47.24	37.36	51.21	47.24	37.36	51.21
Junio	47.24	37.36	51.21	47.24	37.36	51.21
Julio	33.92	37.36	47.31	33.92	37.36	47.31
Agosto	33.92	37.36	47.31	33.92	37.36	47.31
Septiembre	33.92	37.36	47.31	33.92	37.36	47.31
Octubre	33.92	37.36	47.31	33.92	37.36	47.31
Noviembre	33.92	37.36	47.31	33.92	37.36	47.31
Diciembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Año	395.50	373.60	489.58	395.50	373.60	489.58

**CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN
REUBICACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PUBLICO
(UNIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO - SECCIÓN TÉCNICA COLONIAL)**

Actividad	Ene-99	Feb-99	Mar-99	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ppto Total (MUS\$)	Avance Físico (%)
Elaboración del proyecto de detalle	1.95	4.51	4.51	4.51	4.51	4.51							24.48	5%
Adquisición de materiales		37.36	37.36	37.36	37.36	37.36	37.36	37.36	37.36	37.36	37.36		373.60	76.3%
Ejecución del proyecto		4.37	9.35	9.35	9.35	9.35	9.95	9.95	9.95	9.95	9.95		91.50	18.7%
Ppto. Mensual (MUS\$)	1.95	46.24	51.21	51.21	51.21	51.21	47.31	47.31	47.31	47.31	47.31	0.00	489.58	100%

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

Para determinar los lugares con deficiencia de Alumbrado Público se realiza un estudio de la siguiente relación: Longitud de red por subestación / distancia entre postes

Nº	Distrito	S.E.	(a) Cantidad Postes existentes	(a) Lámpara (125 Hg)	(b) Longitud real (m)	(b)/(a) Relación (m/poste)
1	S.M.P.	6544	42	42	1,680	40
2	S.M.P.	604	292	292	10,800	37
3	S.M.P.	7755	24	24	1,265	53
4	S.M.P.	605	57	57	2,817	49
5	S.M.P.	5322	20	20	510	26
6	S.J.L.	7966	78	78	2,418	31
7	S.J.L.	8341	59	59	1,780	30
8	S.J.L.	3471	67	67	2,144	32
9	S.J.L.	4645	59	59	1,711	29
10	El Agustino	655	81	81	2,754	34
11	El Agustino	4086	50	50	1,650	33
12	El Agustino	6593	88	88	2,728	31
			917	917	32,257	
			(a)	(a)	(b)	

Longitud de separación entre postes (m)	35.18	(b) / (a)
Longitud de red por subestación (m)	2,688	(c) = (b)/12
Cantidad de postes por subestaciones (u)	76	(d) = (c) / (b/a)

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

Para determinar el porcentaje promedio de deficiencia en calles se tomaran

Nº	Distrito	Calle	Cantidad postes existentes	Deficiencia	% Deficiencia
1	Cercado de Loma	Jr. Ancash cdras. 17, 18	20	20	1
2	Cercado de Loma	Jr. Lamar Cdras 1, 2, 3	8	5	0.625
3	S.J.L.	Av. Lurigancho Cdra 9, 10	12	12	1
4	S.J.L.	Av. Gran pajaten Cdras. 3,4	8	5	0.625
5	S.M.P.	Av. Eduardo de Habich Cdras 1, 2, 3, 4	30	30	1
6	S.M.P.	Bello Horizonte Cdra. 27, 28, 29	6	3	0.5
7	S.M.P.	Av. Perú Cdras. 18, 19, 20, 21, 22, 23,	40	40	1
8	S.M.P.	Av. Lima Cdras. 30, 31, 32	10	10	1
9	S.M.P.	Av. Perú Cdras. 13, 14, 15, 16, 17, 18	20	20	1
10	S.M.P.	Av. John F. Kenedy Cdras. 2, 3, 4	14	14	1
11	Cercado de Loma	Jr. Pacasmayo Cdra. 4, 5	6	4	0.7
12	Cercado de Loma	Guillermo Dansey Cdra. 4, 5, 6,7	21	12	0.6
13	Cercado de Loma	Rodolfo Beltran	5	10	2.0
14	Cercado de Loma	Ricardo Treneman Cdra. 9	7	4	0.6
15	Cercado de Loma	Av. Minerales Cdras. 4, 5, 6	20	18	0.9

promedio de deficiencia igual a: 0.897302

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

CONSIDERACIÓN:

	ZONA 1	ZONA 2	ZONA TOTAL
Numero de S.E. Afectadas (Que el promedio de separación entre postes es mayor a la normalizada)	22	3	25
	(e1)	(e2)	(e)

Zona Total

Longitud de Red TOTAL (Km)	67.202	(1) = (e) x (c)/1000	(z)
Cantidad de postes TOTAL	1,910	(11A) = (e) x (d)	
Cantidad de lámparas TOTAL	1,910	(e) x (d)	

Zona 1 (Clientes de tipo domiciliario)

Longitud de Red TOTAL (Km)	59	(1) = (e1) x (c)/1000
Cantidad de postes TOTAL	1,681	(11B) = (e1) x (d)
Cantidad de lámparas TOTAL	1,681	(e1) x (d)

Zona 2 (Clientes de tipo industrial)

Longitud de Red TOTAL (Km)	8	(1) = (e2) x (c)/1000
Cantidad de postes TOTAL	229	(11C) = (e2) x (d)
Cantidad de lámparas TOTAL	229	(e2) x (d)

DETERMINACIÓN DE UNIDADES A INSTALAR

ANEXO 1

Consideraciones

ESPACIO ENTRE POSTES REAL	35.18	(a)
ESPACIO ENTRE POSTES TEÓRICO	30	(b)

Se busca que la longitud de campo sea igual al teórico

LUGAR	ESPACIO	LONGITUD (M)	DIFERENCIA (M)
CAMPO	5	176	4
TEORICO	6	180	

ACTUAL

N°	Postes no móviles (c) = (1 + N°)	Reubicación de postes (d) = (N° x 4)	Total de postes (c) + (d)	Longitud (m) (e) = 5 x N° x (a)
1	2	4	6	176
2	3	8	11	352
3	4	12	16	528
4	5	16	21	704

Para una longitud de:	67,202	Donde N es:	67,202
	(Z)		382

382	383	1,910	67,158
(Z/176)		M	

COMPROBACION		
(ACTUAL) Cantidad de postes que deberán existir con la reforma	2,240	(Z) / 30
(REFORMA) de nuestros cálculos nos arroja que tenemos	2,240	(LL)

observ.

los espacios serán de la siguiente forma: múltiplos de 5 mas cantidad de comparaciones

REFORMA

	Postes no móviles = (c)	Instalación de postes (f) = 5 x N°	Total de postes a existir (f) + (c)	Longitud (m) (g) = (5 x (h) + (h) x (b)	Comparación (h)	Diferencia (g) - (e)
1 x 176	2	5	7	180	1	4
2 x 176	3	10	13	360	2	8
3 x 176	4	15	19	540	3	12
4 x 176	5	20	25	720	4	16

N° x 176

382 x 176

383	1,909	2,292	68,729	382	1,572
		(L)			(I)

Por cada 30m. Se disminuirá un poste, entonces

383	1,857	2,240	67,158
-----	-------	-------	--------

(LL) = (L) - (K)

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Publico

Numero de S.E afectadas (Que el promedio de separación entre postes es mayor a la normalizada)	25
--	----

Del Análisis N° 1, se puede determinar lo siguiente

	POSTES	CANTIDAD DE LAMPARAS
ACTUAL	1,910	1,910
REFORMA	2,240	2,240

(a)

(b)

Nota: con esta cantidad de postes se lograra satisfacer a los clientes afectados	2,240
Total de Clientes Afectados	22,396

(x)

(x) x 10

Aumento de lámpara en	329
Cantidad de postes a instalar	1,857

(c) = (b) - (a)

(d)

Luminaria (lamp. Con equipo) US\$	46.78
M. Obra en inst. (US\$)	80.71
Materiales (Cable, Poste, Pastoral) (US\$)	121.06
	248.54

(e)

PARÁMETROS DE EVALUACIÓN PARA LA RENTABILIDAD						
INSTALACIÓN DE POSTES			CANTIDAD DE ENERGÍA ADICIONAL (- Na 70 W.)			
Costo (MUS\$) UNITARIO	Cantidad de postes a instalar nuevos	Costo (MUS\$) TOTAL	Costo (US\$ / año) UNITARIO	Cantidad adicional (i) x(c) (ii) x (c)	Costo (MUS\$) TOTAL	
Zona 1	1,634	406.10	16.27	290	4.71	
Zona 2	223	55.38	16.27	40	0.64	
Zona Total	1,857	461.48	16.27	329	5.36	
(e)	(d)	(e) x (d)	(f)	(c)	(f) x (c)	

Consultaría para el mejor de A.P.	
MUS\$	44.00
MUS\$	6.00
MUS\$	50.00

Se tiene la relación de postes a instalar

Zona 1	0.88
Zona 2	0.12
	1

(i) = (11B/11A)

(ii) = (11C/11A)

Zona Total			
Descripción	UNIDAD	Cantidad	Costo Total
Costo de Lámpara Na 70 W (US\$)	6.72	1,857	12,484.29
M obra instalación de Lámpara (US\$)	2.78	1,857	5,155.85
			17,640.14
M obra de luminaria en campo (US\$)	4.43	1,857	8,216.93

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Publico

Zona 1

Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Total
Costo de Lámpara Na 70 W (US\$)	6.72	1,634	10,986.17
M obra instalación de Lámpara (US\$)	2.78	1,634	4,537.15
			15,523.32

M obra de luminaria en campo (US\$)	4.43	485	2,145.37
-------------------------------------	------	-----	----------

Zona 2

Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Total
Costo de Lámpara Na 70 W (US\$)	6.72	223	1,623.52
M obra instalación de Lámpara (US\$)	2.78	223	670.49
			2,294.02

M obra de luminaria en campo (US\$)	4.43	72	320.57
-------------------------------------	------	----	--------

Cantidad de clientes afectados por deficiencia de Alumbrado Publico

Tipo de cliente	Factores	Cantidad de Usuarios
Domiciliario	0.87	19,484
Industrial	0.13	2,911
		22,396

Cientes Domiciliario

Energía consumida (kwh / mes)	Equivalente de energía expresada en kwh, que el cliente paga por concepto de A.P.	Cantidad usuarios afectados	Energía Total consumida (kwh/mes) por concepto de A.P.
146	17.28	19,484	336,629
(b1)	de (v)	(a1)	(a1) x (V)

(M1)

Tarifa BT5 (Dic. 1999)

Unidad	Monto
(S/. / kwh)	0.307

Del mes de Abril se tuvo

Alicuota para un cliente que consume un rango de energía entre 100 a 150 kwh/mes	5.304
--	-------

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

Para un cliente

Energía consumida Monto a pagar
146 44.822

Energía por A.P. Monto a pagar
x 5.304

Por lo tanto el equivalente en energía será

17.28

 (V)

Cientes Industriales

Según las Alicuotas de Abril 2000, se determina la cantidad de usuario

Energía consumida (kwh/mes)	Equivalente de energía expresada en kwh, que el cliente paga por concepto de A.P.	Cantidad usuarios afectados	Energía Total consumida (kwhmes) con concepto de A.P.
2,168	198.96	2,911	579,278
(b2)	de (V)	(a2)	(a2) x (V)

(M2)

Tarifa BT4 (Dic. 1999)

Unidad	Monto
(S/. Khw)	0.1333

Del mes de Diciembre se tuvo

Alicuota para un cliente que consume mayor a 500 kwh/mes	26.522
--	--------

Para un cliente

Energía consumida Monto a pagar
2,168 288.994

Energía por A.P. Monto a pagar
x 27

Por lo tanto el equivalente en energía será

198.96

 (V)

Equivalente de energía expresada en kwh, que el cliente paga por concepto de A.P.	915,907
---	----------------

(M1) + (M2)

Ahorro de Energía en U.A.P. no móviles			
	total (a)	Domiciliario (aplic. Fact)	Industrial (aplic. Fact)
U.A.P. no móviles	383	333	50
Ahorro unitario (US\$/ANO)	12.79	12.79	12.79
Ahorro TOTAL (MUS\$/AÑO)	4.8964	4.25986	0.6365

Después de 2 años de vida útil cambio de lámpara (Hg)	US\$
Costo de lámpara Hg 125 w	2.42
M. Obra por cambio de lámpara	2.78
TOTAL (por una unidad)	5.20

(b)

A LOS 2 AÑOS EN	383	SE GASTARA (MUS\$)	1.99
	(a)		(a)*(b)/1000

Domiciliario

A LOS 2 AÑOS EN	333	SE GASTARA (MUS\$)	1.73
-----------------	-----	--------------------	------

Industrial

A LOS 2 AÑOS EN	50	SE GASTARA (MUS\$)	0.26
-----------------	----	--------------------	------

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

Determinación de la cantidad de usuarios industriales

Según el último informe se estableció la cantidad de usuario según la potencia contratada (Diciembre 1999)

CUADRO N° 1

DESCRIPCIÓN DE RANGOS	Factores de Proporción	Usuarios	
	(a)	(b)	
consumo de 00 - 30 kwh/mes	1	173,141	a
consumo de 31 - 100 kwh/mes	3	177,934	a
consumo de 101 - 150 kwh/mes	5	140,851	a
consumo de 151 - 300 kwh/mes	10	164,859	a
consumo de 301 - 500 kwh/mes	15	49,528	a
consumo de 501 - 1000 kwh/mes	30	19,063	b
consumo de 1001 - 5000 kwh/mes	50	7,257	b
consumo mayor a 5001 kwh/mes	250	2,072	b
		734,705	

Cantidad de Usuario Domiciliario (Suma de a)	706,313
Consumo promedio (kwh/mes) igual a	146
Cantidad de Usuario Industriales (Suma de b)	28,392
Consumo promedio (kwh/mes) igual a	2,168

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

COMPENSACION POR DEFICIENCIA DE ALUMBRADO PUBLICO

$$I (\%) = (I/L) * 100 \%$$

$$COMP. = g \times G \times EAP$$

DONDE:

	Descripción	UNIDAD
I (%)	Longitud porcentual de vías con Alumbrado Deficiente	
L	Longitud Total de Vías con Alumbrado	
I	Sumatoria de la longitud real de todos los tramos de vías Publicas con Alumbrado Deficiente	
	Tolerancia admitida para la longitud porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente (%)	5%
EAP	Energía (Kwh) que cliente paga por concepto de Alumbrado Público durante el semestre en que se verifica la deficiencia	KWH
g	Compensación unitaria por Alumbrado Deficiente dao por la siguiente tabla	US\$ / KWH
	Primera Etapa	0
	Segunda Etapa	0.01
	Tercera Etapa	0.05
G	Factor de proporcionalidad, esta en función de la magnitud del indicador I (%) de acuerdo a la siguiente tabla:	G
	5.0 < I (%) <=7.5	1
	7.5 < I (%) <=10.0	2
	10.0 < I (%) <=12.5	3
	12.5 < I (%) <=15.0	4
	15.0 < I (%) <=20	8
	20 < I (%) <=25	16
	I (%) = > 25	48

(a1)

(a2)

(a3)

(b)

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

Energía expresada en Kwh/mes que el grupo de clientes pagan por concepto de Alumbrado Público	336,629	(c1) = de (m1)
Energía expresada en Kwh/mes que el grupo de clientes pagan por concepto de Alumbrado Público	579,278	(c2) = x de (M2)
Energía expresada en Kwh/mes que el grupo de clientes pagan por concepto de Alumbrado Público	915,907	(c3) = (c1 + c2)

13465.16879

4

	ZONA N° 1	ZONA N° 2	ZONA TOTAL
Primera Etapa (a1)	Compensación 1 (US\$)	Compensación 1 (US\$)	Compensación 1 (US\$)
	(a1) x (b)x (c1)	(a1) x (b)x (c2)	(a1) x (b)x (c3)
0	0	0	0
Segunda Etapa (a2)	Compensación 2 (US\$)	Compensación 2 (US\$)	Compensación 2 (US\$)
	(a2) x (b)x (c1)	(a2) x (b)x (c2)	(a2) x (b)x (c3)
0.01	13,465.17	23,171.11	36,636.28
Tercera Etapa (a3)	Compensación 3 (US\$)	Compensación 3 (US\$)	Compensación 3 (US\$)
	(a3) x (b)x (c1)	(a3) x (b)x (c2)	(a3) x (b)x (c3)
0.05	67,325.84	115,855.56	183,181.41

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

COSTOS

Descripción	S/.	US\$
Lámpara Hg. 125 w	8.27	2.42
Lámpara Hg. 250 w	16.98	4.98
Lámpara Na 70 w	22.93	6.72
Lámpara Na 150 w	31.65	9.28
Lámpara Na 250 w	35.33	10.36
Luminaria + Lámpara Na 70 w (C/equipo)	159.51	46.78
Luminaria + Lámpara Hg 125 w (C/equipo)	115.52	33.88
Luminaria + Lámpara Na 250 w	325.18	95.36
Luminaria + Lámpara Na 150 w	211.34	61.98
M. obra instalación de lámpara	9.47	2.78
M. obra instalación luminaria lámpara	15.84	4.65
M. obra instalación de limpieza de luminaria en campo	15.09	4.43
POSTES	0.00	
Poste c.a.c. de 9 m.	237.79	69.73
Pastoral simple	54.99	16.13
Cable NYY 2 - 6mm 2 (9m.)	25.73	7.54
Conductor de silicón (40 cm)	1.16	0.34
Conductor TWT (3m)	1.50	0.44
Empalme a Red	91.64	26.87
M.O. Inst. poste (incluye past + lum + lamp)	275.21	80.71
	688.01	201.76

Reubicación poste (incluye past + lum + lamp)	275.29	80.73
---	--------	-------

cambio de tasa de Junio 2000		3.41
-------------------------------------	--	-------------

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO
REUBICACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PUBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

PROYECTO (CONSIDERANDO NORMA DE CALIDAD DE SERVICIO)
ZONA 1 (Zona Domiciliaria)

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos (I)												
Ahorro por compra de Energía (Solo en UAP no móviles)		4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26
Ahorro por mantenimiento lámpara Hg			1.73		1.73		1.73		1.73		1.73	1.73
Compensación por Calidad de Alumbrado Publico		13.47	67.33	67.33	67.33	67.33	67.33	67.33	67.33	67.33	67.33	67.33
TOTAL INVERSIÓN		17.73	73.32	71.59	73.32	71.59	73.32	71.59	73.32	71.59	73.32	73.32
Gastos (G)												
Compra de Energía por Instalación de A.P.		4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71
Cambio de lámpara Na + Instalación				15.52			15.52		15.52		15.52	
Limpieza de Luminarias		2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15
TOTAL GASTOS	450.10	6.86	6.86	22.38	6.86	6.86	22.38	6.86	6.86	22.38	6.86	6.86
Margen M = I - G		10.87	66.46	49.20	66.46	64.73	50.94	64.73	66.46	49.20	66.46	66.46
Depreciación acelerada D		90.02	90.02	90.02	90.02	90.02						
Utilidad antes de part. De trab UAPT = M - D		-79.15	-23.56	-40.82	-23.56	-25.29	50.94	64.73	66.46	49.20	66.46	66.46
Particip de Trabajo PT = 5% *UAPT		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.55	3.24	3.32	2.46	3.32	3.32
Utilidad desp. De part. Trab UDPT = UAPT - PT		-79.15	-23.56	-40.82	-23.56	-25.29	48.39	61.49	63.14	46.74	63.14	63.14
Impuestos IM = 30% *udpt		0.00	0.00	0	0.00	0.00	14.52	18.45	18.94	14.02	18.94	18.94
Utilidad desp. impuestos UDI = UDPT - IM		-79.15	-23.56	-40.82	-23.56	-25.29	33.87	43.04	44.20	32.72	44.20	44.20
Inversión Postes (inst)	450.10											
Valor Residual VR												300.07
Ahorro Pago de Imp APIM = - 0.335 * UAPT		26.52	7.89	13.67	7.89	8.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja neto FCN = UDI + D - Io + VR = APIM	-450.10	37.38	74.35	62.88	74.35	73.20	33.87	43.04	44.20	32.72	344.26	

INDICADORES ECONÓMICOS						
Tasa de descuento	8%	12%	14%	17%	20%	25%
VAN (MUS\$)	45.20	-41.77	-74.18	-112.64	-141.73	-175.44
TIR	9.88%					

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO
REUBICACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PUBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

PROYECTO (CONSIDERANDO NORMA DE CALIDAD DE SERVICIO)
ZONA 2 (Zona Industrial)

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos (I)												
Ahorro por compra de Energía (Solo en UAP no móviles)		0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
Ahorro por mantenimiento lámpara Hg			0.26		0.26		0.26		0.26		0.26	0.26
Compensación por Calidad de Alumbrado Público		23.17	115.86	115.86	115.86	115.86	115.86	115.86	115.86	115.86	115.86	115.86
TOTAL INVERSIÓN		23.81	116.75	116.49	116.75	116.49	116.75	116.49	116.75	116.49	116.49	116.75
Gastos (G)												
Compra de Energía por Instalación de A.P.		0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
Cambio de lámpara Na + Instalación				2.29			2.29		2.29		2.29	
Limpieza de Luminarias		0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
TOTAL GASTOS	61.38	0.96	0.96	3.26	0.96	0.96	3.26	0.96	0.96	0.96	3.26	0.96
Margen $M = I - G$		22.84	115.79	113.23	115.79	115.53	113.49	115.53	115.79	113.23	115.79	115.79
Depreciación acelerada D		12.28	12.28	12.28	12.28	12.28						
Utilidad antes de part. De trab $UAPT = M - D$		10.57	103.51	100.96	103.51	103.25	113.49	115.53	115.79	113.23	115.79	115.79
Participación de Trabajo $PT = 5\% * UAPT$		0.53	5.18	5.05	5.18	5.16	5.67	5.78	5.79	5.66	5.79	5.79
Utilidad desp. De part. Trab $UDPT = UAPT - PT$		10.04	98.34	95.91	98.34	98.09	107.82	109.75	110.00	107.57	110.00	110.00
Impuestos $IM = 30\% * udpt$		3.01	29.50	28.77	29.50	29.43	32.35	32.93	33.00	32.27	33.00	33.00
Utilidad desp. Impuestos $UDI = UDPT - IM$		7.03	68.84	67.14	68.84	68.65	75.47	76.83	77.00	75.30	77.00	77.00
Inversión $Postes (inst)$	61.38											
Valor Residual VR												40.92
Ahorro Pago de Imp $APIM = - 0.335 * UAPT$		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja neto FCN = UDI + D - lo + VR = APIM	-61.38	19.30	81.11	79.41	81.11	80.94	75.47	76.83	77.00	75.30	77.00	117.92

INDICADORES ECONÓMICOS						
Tasa de descuento	8%	12%	14%	17%	20%	25%
VAN (MUS\$)	398.20	306.90	270.77	225.61	189.08	142.37
TIR	84.96%					

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO
REUBICACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PÚBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

PROYECTO (CONSIDERANDO NORMA DE CALIDAD DE SERVICIO)
ZONA TOTAL

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos (I)												
Ahorro por compra de Energía (Solo en UAP no móviles)		4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90
Ahorro por mantenimiento lámpara Hg			1.99		1.99		1.99		1.99		1.99	
Compensación por Calidad de Alumbrado Público		36.64	183.18	183.18	183.18	183.18	183.18	183.18	183.18	183.18	183.18	183.18
TOTAL INVERSIÓN		41.53	190.07	188.08	190.07	188.08	190.07	188.08	190.07	188.08	190.07	190.07
Gastos (G)												
Compra de Energía por Instalación de A.P.		5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36
Cambio de lámpara Na + Instalación				17.64		17.64		17.64		17.64		17.64
Limpieza de Luminarias		8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22
TOTAL GASTOS	511.48	13.58	13.58	31.22	13.58	13.58	31.22	13.58	13.58	31.22	13.58	13.58
Margen $M = I - G$		27.96	176.49	156.86	176.49	174.50	158.85	174.50	176.49	156.86	176.49	176.49
Depreciación acelerada D		102.30	102.30	102.30	102.30	102.30	102.30	102.30	102.30	102.30	102.30	102.30
Utilidad antes de part. De trab $UAPT = M - D$		-74.34	74.20	54.57	74.20	72.21	158.85	174.50	176.49	156.86	176.49	176.49
Participación de Trabajo $PT = 5\% * UAPT$		0.00	3.71	2.73	3.71	3.61	7.94	8.73	8.82	7.84	8.82	8.82
Utilidad desp. De part. Trab $UDPT = UAPT - PT$		-74.34	70.49	51.84	70.49	68.60	150.91	165.78	167.67	149.02	167.67	167.67
Impuestos $IM = 30\% * udpt$		0.00	21.15	15.55	21.15	20.58	45.27	49.73	50.30	44.71	50.30	50.30
Utilidad desp. Impuestos $UDI = UDPT - IM$		-92.06	49.34	36.29	49.34	48.02	124.11	116.04	135.64	104.31	117.37	117.37
Inversión Postes (Inst)	511.48											
Valor Residual VR												340.99
Ahorro Pago de Imp $APIM = - 0.335 * UAPT$		24.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja neto $FCN = UDI + D - I + VR + APIM$	-511.48	35.14	151.64	138.58	151.64	160.31	124.11	116.04	135.64	104.31	117.37	458.35

INDICADORES ECONÓMICOS						
Tasa de descuento	8%	12%	14%	17%	20%	25%
VAN (MUS\$)	424.66	246.88	178.65	95.57	30.52	-48.90
TIR	21.70%					

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO
REUBICACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PÚBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

PROYECTO (SIN CONSIDERAR NORMA DE CALIDAD DE SERVICIO)
ZONA 1 (Zona Domiciliaria)

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos (I)												
Ahorro por compra de Energía (Solo en UAP no móviles)												
Ahorro por mantenimiento lámpara Hg												
Compensación por Calidad de Alumbrado Público		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL INVERSIÓN		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gastos (G)												
Compra de Energía por Instalación de A.P.		4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71
Cambio de lámpara Na + Instalación				15.52			15.52		15.52		15.52	
Limpieza de Luminarias		2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15
TOTAL GASTOS	406.10	6.86	6.86	22.38	6.86	6.86	22.38	6.86	6.86	22.38	6.86	6.86
Margen M = I - G		-6.86	-6.86	-22.38	-6.86	-6.86	-22.38	-6.86	-6.86	-22.38	-6.86	-6.86
Depreciación acelerada D		81.22	81.22	81.22	81.22	81.22	81.22	81.22	81.22	81.22	81.22	81.22
Utilidad antes de part. De trab UAPT = M - D		-88.08	-88.08	-103.60	-88.08	-88.08	-22.38	-6.86	-6.86	-22.38	-6.86	-6.86
Participo de Trabajo PT = 5% * UAPT		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad desp. De part. Trab UDPT = UAPT - PT		-88.08	-88.08	-103.60	-88.08	-88.08	-22.38	-6.86	-6.86	-22.38	-6.86	-6.86
Impuestos IM = 30% * udpt		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad desp. Impuestos UDI = UDPT - IM		-88.08	-88.08	-103.60	-88.08	-88.08	-22.38	-6.86	-6.86	-22.38	-6.86	-6.86
Inversión Postes (Inst)	406.10											
Valor Residual VR												270.73
Ahorro Paga de Imp APIM = - 0.335 * UAPT		29.51	29.51	34.71	29.51	29.51	7.50	2.30	2.30	7.50	2.30	2.30
Flujo de caja neto FCN = UDI + D - Ie + VR = APIM	-406.10	22.65	22.65	12.32	22.65	22.65	-14.88	-4.56	-4.56	-14.88	-4.56	263.34

INDICADORES ECONÓMICOS						
Tasa de descuento	8%	12%	14%	17%	20%	25%
VAN (MUS\$)	-207.26	-235.56	-244.79	-254.31	-260.01	-263.66
TIR	-2.58%					

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO
REUBICACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PÚBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

PROYECTO (SIN CONSIDERAR NORMA DE CALIDAD DE SERVICIO)
ZONA 2 (Zona Industrial)

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos (I)												
Compensación por Calidad de Alumbrado Público		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL INVERSIÓN		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	
Gastos (G)												
Compra de Energía por Instalación de A.P.		0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
Cambio de lámpara Na + Instalación				2.29				2.29			2.29	
Limpieza de Luminarias		0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
TOTAL GASTOS	55.38	0.96	0.96	3.26	0.96	0.96	3.26	0.96	0.96	0.96	3.26	0.96
Margen M = I - G		-0.96	-0.96	-3.26	-0.96	-0.96	-3.26	-0.96	-0.96	-0.96	-3.26	-0.96
Depreciación acelerada D		11.08	11.08	11.08	11.08	11.08						
Utilidad antes de part. De trab UAPT = M - D		-12.04	-12.04	-14.33	-12.04	-12.04	-3.26	-0.96	-0.96	-0.96	-3.26	-0.96
Participación de Trabajo PT = 5% *UAPT		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad desp. De part. Trab UDPT = UAPT - PT		-12.04	-12.04	-14.33	-12.04	-12.04	-3.26	-0.96	-0.96	-0.96	-3.26	-0.96
Impuestos IM = 30% *udpt		0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad desp. Impuestos UDI = UDPT - IM		-12.04	-12.04	-14.33	-12.04	-12.04	-3.26	-0.96	-0.96	-0.96	-3.26	-0.96
Inversión Postea (inst)	55.38											
Valor Residual VR												36.92
Ahorro Pago de Imp APIM = - 0.335 * UAPT		4.03	4.03	4.80	4.03	4.03	1.09	0.32	0.32	0.32	1.09	0.32
Flujo de caja neto FCN = UDI + D - Io + VR = APIM	-55.38	3.07	3.07	1.54	3.07	3.07	-2.17	-0.64	-0.64	-0.64	-2.17	36.28

INDICADORES ECONÓMICOS						
Tasa de descuento	8%	12%	14%	17%	20%	25%
VAN (MUS\$)	-28.42	-32.27	-33.62	-34.81	-35.58	-36.09
TIR	-5.09%					

MEJORA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO
REUBICACIÓN DE UNIDADES DE ALUMBRADO PUBLICO
FLUJO DE BALANCE ECONÓMICO (MUS\$)

PROYECTO (SIN CONSIDERAR NORMA DE CALIDAD DE SERVICIO)
ZONA TOTAL

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)											
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingresos (I)												
Ahorro por compra de Energía (Solo en UAP no móviles)												
Ahorro por mantenimiento lámpara Hg												
Compensación por Calidad de Alumbrado Publico		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL INVERSIÓN		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gastos (G)												
Compra de Energía por Instalación de A.P.		5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36
Cambio de lámpara Na + Instalación				17.64			17.64		17.64		17.64	
Limpieza de Luminarias		8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22	8.22
TOTAL GASTOS	461.83	13.58	13.58	31.22	13.58	13.58	31.22	13.58	13.58	13.58	31.22	13.58
Margen M = I - G		-13.58	-13.58	-31.22	-13.58	-13.58	-31.22	-13.58	-13.58	-13.58	-31.22	-13.58
Depreciación acelerada D		92.37	92.37	92.37	92.37	92.37	92.37	92.37	92.37	92.37	92.37	92.37
Utilidad antes de part. De trab UAPT = M - D		-105.94	-105.94	-123.58	-105.94	-105.94	-31.22	-13.58	-13.58	-13.58	-31.22	-13.58
Particip de Trabajo PT = 5% *UAPT		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad desp. De part. Trab UDPT = UAPT - PT		-105.94	-105.94	-123.58	-105.94	-105.94	-31.22	-13.58	-13.58	-13.58	-31.22	-13.58
Impuestos IM = 30% *udpt		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad desp. Impuestos UDI = UDPT - IM		-105.94	-105.94	-123.58	-105.94	-105.94	-31.22	-13.58	-13.58	-13.58	-31.22	-13.58
Inversión Postes (inst)	461.83											
Valor Residual VR												307.89
Ahorro Pago de Imp APIM = - 0.335 * UAPT		35.49	35.49	41.40	35.49	35.49	10.46	4.55	4.55	4.55	10.46	4.55
Flujo de caja neto FCN = UDI + D - lo + VR = APIM	-461.83	21.91	21.91	10.18	21.91	21.91	-20.76	-9.03	-9.03	-9.03	-20.76	298.86

INDICADORES ECONÓMICOS						
Tasa de descuento	8%	12%	14%	17%	20%	25%
VAN (MUS\$)	-258.18	-286.33	-295.19	-303.93	-308.68	-310.76
TIR	-3.59%					

5.- EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA

El propósito de utilizar la comparación de los beneficios y los costos proyectados es para tratar los flujos desconectados. La técnica de evaluación de un proyecto es para dos fines: aceptación del proyecto o rechazo del proyecto.

5.1.- CONCEPTO DE ANÁLISIS ECONÓMICO

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

En esa se examina con más detalle las alternativas viables desde el punto de vista técnico, solos que fueron determinadas en general en la etapa anterior, descartando los menos atractivos y seleccionando la o los mejores.

El énfasis en esta etapa es medir los beneficios y costos identificados en la etapa del perfil.

Es necesario estudiar con especial atención el análisis de factibilidad, es decir analizar los aspectos de mercado, la tecnología, el tamaño, la localización, etc.

Conviene plantear el análisis en términos puramente técnicos, para después seguir con los económicos. Ambos análisis permiten calificar las alternativas u opciones del proyecto y, como consecuencia de ello, elegir la que resulte la más conveniente en relación a las condiciones existentes.

La realización del estudio del mercado es la base para estimar los ingresos que generará el proyecto. Procede aquí un análisis de demanda, o sea, proyectar cuando será la demanda del bien o servicio que el proyecto proveerá, otro la oferta para conocer la

cantidad ofrecida por los demás oferentes, y un tercer análisis, de las condiciones de precio y comercialización.

Respecto a los elementos condicionantes del tamaño y localización del proyecto cabe señalar, entre otros, su naturaleza, la enumeración y localización de los insumos de los centros de distribución y consumo, y los efectos del proyecto sobre el medio ambiente.

Los aspectos institucionales y legales afectan también la naturaleza del proyecto. Mediante el análisis administrativo legal se puede determinar los costos fijos asociados a la operación del proyecto. Es también recomendable las características jurídicas de la unidad de gestión que manejará el proyecto y también la legislación vigente aplicable al proyecto, en temas específicos como por ejemplo, en materia de contaminación ambiental y eliminación de los desechos.

Los análisis (a nivel de información secundaria) anteriormente señalados son independientes entre si. Una vez determinados, permiten efectuar estimaciones de los montos de inversión, costos de operación y de los ingresos que generaría el proyecto durante la vida útil. Con tales antecedentes se evalúa desde el punto de vista económico, determinando así la rentabilidad de cada una de las alternativas seleccionadas en la etapa del perfil. Se establece así cuales merecen un estudio mas profundo y cuales se descartan.

FACTIBILIDAD

Los estudios de Factibilidad, representan la última etapa en el proceso de Pre Inversión. Esto supone que los proyectos que llegan a esta etapa han pasado positivamente las pruebas

correspondientes a los estudios preliminares y de prefactibilidad, que han servido para rechazar otros proyectos.

Los estudios de factibilidad que requieren investigaciones más detalladas son más costosas, seleccionadas previamente en la etapa de prefactibilidad y preliminar.

Este estudio, se elabora sobre la base de antecedentes precisos obtenidos mayoritariamente a través de fuentes primarias (elaboración propia) de información. Las variables cualitativas son mínimas, comparada con los estudios anteriores. El cálculo de las variables financieras y económicas deben ser lo suficientemente demostrativo para justificar la valoración de los distintos ítems. Se puede profundizar el estudio de la mejor alternativa.

Tal como ya se dijo, esta etapa constituye el paso final del estudio de pre inversión, por tal motivo, la responsabilidad del evaluador más allá del simple estudio de viabilidad, debe velar por la optimización de todos aquellos aspectos que dependen de una decisión de tipo económico como, por ejemplo, el tamaño, la tecnología o la localización del proyecto, entre otros.

COSTOS E INGRESOS

Como se sabe uno de los objetivos del estudio económico financiero es el de preparar la información para evaluar la factibilidad económica y financiera del proyecto.

Los presupuestos de costos e ingresos pueden variar a lo largo de la vida útil del proyecto debido, entre otros, a variaciones en el uso de la capacidad instalada y al entorno del proyecto.

Costos de Producción:

Los costos dependerán de la naturaleza del proyecto se les puede dividir en Fijos y Variables.

Los primeros corresponden a los costos en que se incurren a sino hubiera producción (son independientes de la actividad productiva). Los segundos corresponden a los costos que dependen del volumen de producción.

La distinción entre los variables y fijos permiten estimar el punto de equilibrio.

Dentro de los costos variables generalmente se considera los siguientes:

- Materia prima e insumos, puestos en el lugar del proyecto.
- Otros materiales: lubricantes, envases, repuestos.
- Personal temporal.
- Imprevistos, generalmente estimados en un 10% de los costos anteriores.
- Servicios de terceros

Dentro de los Costos Fijos tenemos:

- Personal permanente, con leyes sociales.
- Seguros, impuestos, alquiler
- Mantenimiento
- Depreciación.
- Intereses
- Imprevistos varios, generalmente estimado en un 10% de los costos anteriores.

INGRESOS

Comprende las ventas de los bienes, o cobros por los servicios que prestará el proyecto. El presupuesto se hace considerando el mismo nivel temporal que el de costos de producción.

Los costos e ingresos se estimaran para un determinado número de años (el período de vida útil del proyecto), que se puede generalizar en 5 años o dependiendo el tipo de proyecto. Es conveniente mencionar que el valor residual debe de considerarse como parte del ingreso en el último período de vida útil del proyecto.

FLUJO DE CAJA

Es un instrumento contable que muestra los ingresos y egresos en efectivo del proyecto durante el período de vida útil.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

Aunque hay proyectos que por su naturaleza no pueden ser evaluados en términos económicos (inversiones en contaminación, puentes, seguridad), el propósito último de la mayoría de las inversiones reside en su capacidad para generar un excedente, la evaluación económica de un proyecto consiste en estimar su:

- a) **Rentabilidad:** O rendimiento de los fondos asignados a la misma.
- b) **Liquidez:** O su capacidad para generar fondos sin incurrir en pérdidas.
- c) **Riesgo:** Probabilidad de que origine pérdidas significativas.

El cálculo de la rentabilidad sirve para:

- Decidir la aceptación o rechazo de un proyecto.
- Escoger entre proyectos alternativos para optimizar la asignación de recursos.

La TIR corregida:

Una hipótesis implícita en el significado y método de cálculo de la TIR consiste en suponer que los movimientos de fondos intermedios se reinviertan (si son positivos) o se financian (si son negativos) al mismo interés que la TIR de la propia inversión. Como consecuencia de esta hipótesis se puede ordenar proyectos de modo incorrecto.

A fin de evitar esto se puede utilizar, alternativamente, una tasa de reinversión (o de financiación) de los movimientos de fondos intermedios coherentes con las expectativas futuras de contabilidad (costo de financiación).

La utilización de la TIR, permite solventar el problema que surge cuando en una inversión se produce más de un cambio de signo en el movimiento de fondos. Cuando se da esta situación se puede obtener más de una TIR. Aplicando la TIRC se supera el problema constituye una medida de rentabilidad más correcta que la TIR.

Período de Recuperación de Inversión:

Mide el plazo de tiempo que ha de transcurrir para que los fondos generados ó ingresos, iguallen a los fondos absorbidos o desembolsos de la inversión. Estima el tiempo necesario para recuperar la inversión.

Su método de cálculo se aplica en dos fases:

- Calcular el movimiento de fondos de cada período, actualizando el origen de la inversión.
- Sumar el movimiento de fondos de cada año hasta que los fondos generados iguales al absorbido.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El objeto de este análisis consiste en evaluar como se comporta la rentabilidad ante cambios en los valores de las variables que intervienen en su cálculo. El método para hallar la sensibilidad del VAN a cada una de las variables consiste en recalcularlo manteniendo fijas todas las variables menos una, cuya incidencia quiere cuantificarse.

¿POR QUÉ EL VALOR ACTUAL NETO CONDUCE A MEJORES DECISIONES DE INVERSIÓN QUE OTROS CRITERIOS?

REPASO DE LOS FUNDAMENTOS

El director financiero de Vegetron se pregunta como analizar una propuesta de inversión de 1 millón de dólares en un nuevo negocio llamado proyecto X. El le pide su opinión.

Su respuesta podría ser la siguiente: “Primero, realice una previsión de los flujos de tesorería generados por el proyecto X a lo largo de su vida económica. Segundo, determine el pertinente coste de oportunidad del capital. Este debería reflejar el valor del dinero en el tiempo y el riesgo asumido en el proyecto X. Tercero, utilice el coste de oportunidad del capital para descontar los flujos de tesorería futuros del proyecto X. La suma de los flujos de tesorería descontados recibe el nombre de valor actual (VA). Cuarto, calcule el valor actual neto (VAN) sustrayendo del

VA el millón de dólares de la inversión. Invierta en el proyecto X si el VAN es mayor que cero.”

Sin embargo, el directivo financiero de Vegetron permanece impasible ante su agudeza mental y le pregunta por qué el VAN es tan importante.

Usted contesta: “Analice qué es lo mejor para los accionistas de Vegetron. Ellos quieren que usted haga que sus acciones de Vegetron valgan tanto como sea posible.”

Ahora el valor total de mercado de Vegetron (precio de la acción multiplicado por el número de acciones existentes) es 10 millones de dólares. Esto incluye 1 millón de dinero líquido que se puede invertir en el proyecto X. El valor de otros atractivos y oportunidades de Vegetron debe ser, por tanto, de 9 millones de dólares. Tenemos que decidir si es mejor mantener el millón en tesorería y rechazar el proyecto X, o utilizar el dinero y aceptar el proyecto X. Llamemos al valor del nuevo proyecto VA. Entonces la elección es como sigue:

	VALOR DE MERCADO (EN MILLONES DE \$)	
ACTIVO	SE RECHAZA EL PROYECTO X	SE ACEPTA EL PROYECTO x
Efectivo	1	0
Otros activos	9	9
Proyecto X	0	VA
	10	9 + VA

“Esta claro que el proyecto X merece la pena si su valor actual, VA, es mayor que 1 millón de dólares, es decir, si el valor actual neto es positivo”.

El director financiero: “¿Cómo sé que el VA del proyecto X reflejará realmente el valor de mercado de Vegetron?”.

Usted contesta: "Suponga que creamos una nueva empresa X independiente, cuyo único activo es el proyecto X. ¿Cuál sería el valor de mercado de la empresa X?".

"Los inversores realizarían una previsión de los dividendos que pagaría la empresa X y descontarían estos dividendos a la tasa de rentabilidad esperada de los títulos que tengan un riesgo comparable al de la empresa X. Sabemos que los precios de las acciones son iguales al valor actual de los dividendos previstos".

"Dado que el proyecto X es el único activo de la empresa X, los dividendos que esperaríamos que pagase la empresa X son exactamente los flujos de tesorería que hemos presupuestado para el proyecto X. Además, la tasa que utilizarían los inversores para descontar los dividendos de la empresa X es exactamente la tasa que deberíamos utilizar para descontar los flujos de tesorería del proyecto X".

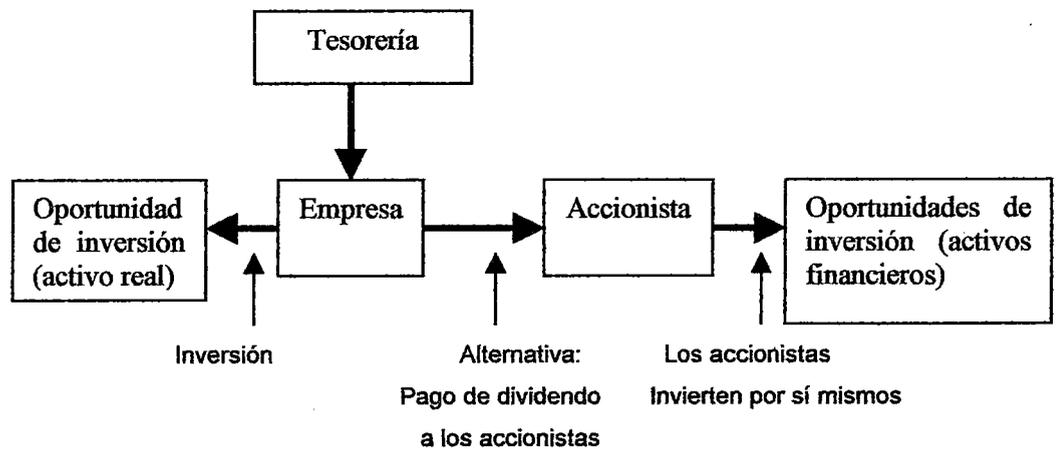
"Estoy de acuerdo que la empresa X es totalmente hipotética. Pero, si acepta el proyecto X, los inversores que posean acciones de Vegetron tendrán en realidad una cartera con el proyecto X y los otros activos de la empresa. Sabemos que los otros activos valen 9 millones de dólares considerados como una inversión distinta. Dado que los valores de los activos son aditivos, fácilmente podemos calcular el valor de la cartera una vez que hemos calculado el valor del proyecto X como un negocio separado".

"Al calcular el valor actual del proyecto X, estamos reproduciendo el proceso por el cual las acciones ordinarias de la empresa X sean evaluadas en los mercados de capitales".

El director financiero: "Lo único que no entiendo es de dónde sale la tasa de descuento".

Usted contesta: “Estoy de acuerdo en que es difícil medir con precisión la tasa de descuento. Pero es fácil ver lo que estamos intentando medir. La tasa de descuento es el coste de oportunidad de invertir en el proyecto en lugar de hacerlo en el mercado de capitales. En otras palabras, en lugar de aceptar un proyecto la empresa siempre puede dar el dinero a los accionistas y dejarles invertir en activos financieros”.

El coste de oportunidad de aceptar el proyecto es la rentabilidad que podrían haber obtenido los accionistas invirtiendo los fondos por sí mismos. Cuando descontamos los flujos de tesorería del proyecto a las tasas de rentabilidad esperadas sobre activos financieros comparables, estamos midiendo cuánto estarían dispuestos a pagar los inversores por su proyecto”.



“¿Pero qué activos financieros?”, se pregunta el directivo financiero de Vegetrons. “El hecho de que los inversores esperen sólo un 12 por ciento en las acciones de AT & T no significa que una empresa debería comprar la Compañía Electrónica Sinescrúpulos si ofrece el 13 por ciento”.

Su respuesta: "el concepto de coste de oportunidad cobra sentido sólo si se comparan activos de riesgo equivalente. En general, usted debe identificar los activos financieros con riesgo equivalentes al proyecto en consideración, estimar la tasa esperada de rentabilidad de estos activos y utilizar esa tasa como coste de oportunidad".

LOS COMPETIDORES DEL VALOR ACTUAL NETO

Esperemos que el director financiero esté convencido por ahora de la bondad del criterio del valor actual neto. Pero es posible que el director haya oído hablar de otros criterios de inversión y desee saber por qué usted no recomienda ninguno de ellos. Ya que usted está preparado, analicemos ahora las cuatro alternativas al VAN mas populares. Estas son:

1. Período de recuperación (payback).
2. Rentabilidad contable media.
3. Tasa interna de rentabilidad.
4. Índice de rentabilidad.

Al analizar estos criterios, merece la pena tener en cuenta las siguientes características fundamentales del criterio del valor actual neto. Primero, el criterio del VAN reconoce que un dólar hoy vale más que un dólar mañana, debido a que el dólar de hoy puede ser invertido para comenzar a rendir intereses inmediatamente. Cualquier regla de inversión que no reconozca el valor del dinero en el tiempo no puede considerarse inteligente. Segundo, el valor actual neto depende únicamente de los flujos de tesorería previstos procedentes del proyecto y del coste de oportunidad del capital. Cualquier regla de inversión que se vea afectada por los gustos del directivo, los métodos contables elegidos por la empresa, la rentabilidad de los negocios existentes en la empresa o la rentabilidad de otros proyectos independientes, conducirá a peores decisiones.

Tercero, debido a que todos los valores actuales se miden en dólares de hoy, es posible sumarlos. Por tanto, si tiene dos proyectos A y B, el valor actual neto de la inversión combinada es

$$VAN(A + B) = VAN (A) + VAN (B)$$

Esta propiedad aditiva tiene importantes consecuencias. Supongamos que el proyecto B tiene un VAN negativo. Si se une al proyecto A, el proyecto conjunto (A + B) tendrá un menor VAN que A por sí solo. Por tanto, es improbable que usted cometa el error de aceptar un mal proyecto (B) sólo porque aparezca junto a uno bueno (A). Como veremos, las medidas alternativas no gozan de esta propiedad aditiva. Si no tiene cuidado, puede dejarse engañar y llegar a aceptar que un proyecto bueno y uno malo es mejor que el proyecto bueno solo.

EL PLAZO DE RECUPERACIÓN

Las empresas desean frecuentemente que el desembolso realizado en cualquier proyecto sea recuperado dentro de cierto período máximo. El plazo o período de recuperación de un proyecto se determina contando el número de años que han de transcurrir para que la acumulación de los flujos de tesorería previstos iguale a la inversión inicial. Considere los proyectos A y B:

PROYECTO	FLUJOS DE TESORERIA (EN \$)				PERÍODO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)	VAN AL 10%
	C ₀	C ₁	C ₂	C ₃		
A	-	-	0	0	1	-182
B	2.000	2.000	-	-	2	-
	-	-	1.000	5.000		3.492
	2.000	1.000				

El proyecto A supone una inversión inicial de 2.000 \$ (C₀ = - 2.000), seguida de una única entrada de tesorería de 2.000 \$ en

el año 1. Supongamos que el coste de oportunidad del capital es el 10 por ciento. Entonces, el proyecto A tiene un VAN de -182 \$:

$$\text{VAN (A)} = -2.000 + \frac{2.000}{1.10} = -182 \$$$

El proyecto B requiere también una inversión inicial de 2.000 \$, pero proporciona una entrada de tesorería de 1.000 \$ en los años 1 y 2 y 5.000 \$ en el año 3. A un coste de oportunidad del capital de un 10%, el proyecto B tiene un VAN de +3.492 \$:

$$\text{VAN (B)} = -2.000 + \frac{1.000}{1,10} + \frac{1.000}{(1,10)^2} + \frac{5.000}{(1,10)^3} = +3.492 \$$$

De este modo, el criterio del valor actual neto nos dice que rechazamos el proyecto A y aceptamos el B.

CRITERIO DEL PLAZO DE REUCEPERACIÓN

Veamos ahora con qué rapidez devuelve cada proyecto su inversión inicial. Con el proyecto A, usted necesita un año para recobrar sus 2.000 \$; con el proyecto B necesita dos años. Si la empresa utilizase el criterio del plazo de recuperación con un período máximo de un año, aceptaría únicamente el proyecto A; si utilizase el criterio del plazo de recuperación con un período máximo de dos o más años, aceptaría ambos proyectos. Por tanto, independientemente de la elección del período máximo, el criterio del período de recuperación da una respuesta diferente a la dada por el criterio del valor actual neto.

La razón de esta diferencia radica en que el criterio del período de recuperación da la misma ponderación a todos los flujos de tesorería generados antes de la fecha correspondiente al período de recuperación y una ponderación nula a todos los flujos

posteriores. Por ejemplo, cada uno de los tres proyectos siguientes tiene un período de recuperación de dos años:

PROYECTO	FLUJOS DE TESORERIA (EN \$)				PERÍODO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)	VAN AL 10%
	C ₀	C ₁	C ₂	C ₃		
A	-	+1.000	+1.000	+5.000	2	3.492
B	2.000	0	+2.000	+5.000	2	3.409
C	2.000	-	+1.000	+100.000	2	74.867
	2.000	-				

El criterio del período de recuperación dice que todos estos proyectos son igualmente atractivos. Pero el proyecto B tiene un VAN mayor que el proyecto C para cualquier tipo de interés positivo (1.000 \$ en cada uno de los años 1 y 2 valen más de 2.000 \$ en el año 2). Y el proyecto D tiene un VAN mayor que B o C.

Para utilizar el criterio del período de recuperación una empresa tiene que decidir una fecha tope adecuada. Si utiliza el mismo período máximo independientemente de la vida del proyecto, tenderá a aceptar demasiados proyectos de duración corta y muy pocos de larga duración. Si, por término medio, los períodos máximos son demasiado largos, aceptará algunos proyectos con VAN negativos; si, por término medio, son demasiado cortos, rechazará algunos proyectos que tienen VAN positivos.

Muchas empresas que utilizan el plazo de recuperación eligen el período máximo esencialmente en base a conjeturas. Es posible mejorar esto. Si se conoce el perfil típico de los flujos de tesorería, se puede hallar el período máximo que más se aproximaría a maximizar el valor actual neto. Sin embargo, esa fecha tope "óptima" sirve únicamente para aquellos proyectos que tienen perfiles "típicos" de flujos de tesorería. Por esto, sigue siendo mejor utilizar el criterio del valor actual neto.

TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (O DEL FLUJO DE TESORERIA DESCONTADO)

Mientras el período de recuperación y el rendimiento medio contable son criterios ad hoc, la tasa interna de rentabilidad tiene un abolengo más respetable y es recomendable en muchos textos financieros. Por tanto, si insistimos más en sus deficiencias, no se debe a que éstas sean más numerosas, sino a que son menos obvias.

No existe ambigüedad en la definición de la verdadera tasa de rentabilidad de una inversión que genera un único rendimiento al cabo de un período:

$$\text{Tasa de rentabilidad} = \frac{\text{Rendimiento}}{\text{Inversión}} - 1$$

Alternativamente, podemos especificar el VAN de la inversión y hallar el tipo de descuento que hace el VAN = 0.

$$\text{VAN} = C_0 - \frac{C_1}{1 + \text{tasa de descuento}} = 0$$

lo que implica

$$\text{Tasa de descuento} = \frac{C_1}{-C_0} - 1$$

por supuesto, C_1 es el rendimiento y $-C_0$ es la inversión requerida y, por tanto, nuestras dos ecuaciones dicen exactamente lo mismo. La tasa de descuento que hace el VAN = 0 es también la tasa de rentabilidad.

Por desgracia, no existe una manera totalmente satisfactoria de definir la auténtica tasa de rentabilidad de un activo duradero. El mejor concepto disponible es la denominada tasa de rentabilidad del flujo de tesorería descontado (FTD) o tasa interna de rentabilidad (TIR). La tasa interna de rentabilidad se utiliza frecuentemente en finanzas. Puede ser una medida práctica, pero, como veremos, también puede ser una medida engañosa. Por tanto, debería saber como calcularla y utilizarla adecuadamente.

La tasa interna de rentabilidad se define como el tipo de descuento que hace el VAN = 0 . Esto significa que hallar al TIF de un proyecto de inversión que dura T años, se debe calcular la TIR en la siguiente expresión:

$$VAN = C_0 + \frac{C_1}{1 + TIR} + \frac{C_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{C_T}{(1 + TIR)^T} = 0$$

El VAN es positivo; por tanto, la TIR debe ser mayor que cero. La siguiente etapa podría ser probar un tipo de descuento del 50%. En este caso el valor actual neto es -889 \$.

$$VAN = - 4.000 + \frac{2.000}{1,50} + \frac{4.000}{(1,50)^2} = - 889\$$$

El VAN es negativo; por tanto la TIR debe ser menor que el 50%. La manera más fácil de calcular la TIR, si hay que hacerlo a mano, es dibujar tres a cuatro combinaciones de VAN y tipo de descuento sobre un gráfico uniendo los puntos con una línea uniforme, y estimar el tipo de descuento el cual el VAN = 0. Por supuesto, es más rápido y más seguro utilizar un ordenador o una calculadora especialmente programada, y esto es lo que hacen la mayoría de las empresas.

Ahora, el criterio de la tasa interna de rentabilidad es aceptar un proyecto de inversión si el coste de oportunidad del capital es menor que la tasa interna de rentabilidad. Si el coste de oportunidad del capital es menor que el 28% de la TIR, entonces el proyecto tiene un VAN positivo cuando se descuenta al coste de oportunidad del capital. Si es igual a la TIR, el proyecto tiene un VAN cero. Y si es mayor que la TIR, el proyecto tiene un VAN negativo. Por tanto, cuando comparamos el coste de oportunidad del capital con la TIR de nuestro proyecto, estamos realmente preguntando si nuestro proyecto tiene un VAN positivo. Esto no solo es cierto para nuestro ejemplo. El criterio dará la misma respuesta que el criterio del valor actual neto siempre que el VAN de un proyecto sea una función uniformemente decreciente del tipo de descuento.

Muchas empresas prefieren el criterio de la tasa interna de rentabilidad al del valor actual neto. Nosotros pensamos que esto es una pena. Aunque, adecuadamente planteados, los dos criterios son formalmente equivalentes, la tasa interna de rentabilidad contiene varios defectos.

¿QUÉ OCURRE CUANDO NO PODEMOS ELUDIR LA ESTRUCTURA TEMPORAL DE LOS TIPOS DE INTERÉS?

Hemos simplificado nuestra discusión sobre el presupuesto de capital suponiendo que el coste de oportunidad del capital es el mismo para todos los flujos de tesorería, C1, C2 C3 etc. Ahora éste no es el lugar adecuado para discutir la estructura temporal de los tipos de interés, pero debemos señalar ciertos problemas que surgen con el criterio de la TIR cuando los tipos de interés a corto plazo son distintos de los tipos a largo plazo.

Recordemos nuestra fórmula general para calcular el VAN:

$$\text{VAN} = + \frac{C_1}{1 + r_1} + \frac{C_1}{(1 + r_2)^2} + \dots$$

En otras palabras, descontamos al coste de oportunidad del capital para un año, al coste de oportunidad del capital para dos años, y así sucesivamente. El criterio de la TIR nos dice que aceptemos un proyecto si la TIR es mayor que el coste de oportunidad del capital. ¿Pero qué hacemos cuando tenemos varios costes de oportunidad del capital. ¿Pero qué hacemos cuando tenemos varios costes de oportunidad del capital? ¿Comparamos la TIR con r_1 , r_2 , r_3 , ...? En realidad, deberíamos calcular una complicada media ponderada de estos tipos para obtener un número comparable con la TIR.

¿Qué significa esto para el presupuesto de capital? Significa dificultades para el criterio de la TIR siempre que la estructura temporal de los tipos de interés llegue a ser importante. En una situación en la que sea importante, tenemos que comparar la TIR del proyecto con la TIR esperada (rentabilidad al vencimiento) ofrecida por un título negociable que: 1) tenga un riesgo similar al del proyecto, y 2) ofrezca la misma secuencia de flujos de tesorería que el proyecto. Esto es más fácil decirlo que hacerlo. Es mucho más fácil olvidarse de la TIR y calcular el VAN.

Muchas empresas utilizan la TIR, suponiendo de ese modo implícitamente que no hay diferencias entre los tipos de interés a corto y a largo plazo. Hacen esto por la misma razón que hasta ahora nosotros hemos eludido el asunto de la estructura temporal: simplicidad.

VEREDICTO SOBRE LA TIR

Hemos dado cuatro ejemplos de cosas que pueden conducir a error con al TIR. Hemos dado sólo un ejemplo sobre lo que podría conducir a error con el período de recuperación o el rendimiento contable. ¿Significa esto que la TIR es cuatro veces pero que las otras dos reglas? Todo lo contrario. Hay pocos aspectos en las deficiencias del período de recuperación o del rendimiento contable sobre los que explayarse.

Indudablemente, son reglas ad hoc, que a menudo conducen a conclusiones absurdas. El criterio de la TIR tiene un abolengo mucho más respetable. Es menos fácil de utilizar que el VAN, pero adecuadamente utilizada da la misma respuesta.

INDICE DE RENTABILIDAD O RATIO BENÉFICO – COSTO

El índice de rentabilidad (o ratio beneficio – costo) es el valor actual de los flujos de tesorería previstos dividido por la inversión inicial:

$$\text{Indice de rentabilidad} = \frac{VA}{-C_0}$$

El criterio del índice de rentabilidad nos dice que aceptemos todos los proyectos con un índice mayor que 1. Si el índice de rentabilidad es mayor que 1, el valor actual (VA) es mayor que la inversión inicial (-CO) y, por tanto, el proyecto debe tener un valor actual neto positivo. El índice de rentabilidad conduce, por tanto, exactamente a la misma decisión que el valor actual neto.

Sin embargo, al igual que la tasa interna de rentabilidad, el índice de rentabilidad puede ser erróneo cuando estamos obligados a elegir dos inversiones mutuamente excluyentes. Consideremos los siguientes proyectos:

FLUJOS DE TESORERIA

(EN DOLARES)

PROYECTO	C ₀	C ₁	VA, AL 10%	INDICE DE RENTABILIDAD	VAN AL 10%
K	-100	+200	182	1.82	82
L	+ 10.000	-15.000	13.636	1.36	3.636

Ambos son buenos proyectos, según indica correctamente el índice de rentabilidad. Pero supongamos que los proyectos son mutuamente excluyentes. Deberíamos optar por L, el proyecto con mayor VAN. Sin embargo, el índice de rentabilidad da a K una mayor puntuación.

Como con la tasa interna de rentabilidad, siempre se pueden resolver tales problemas analizando el índice de rentabilidad de la inversión incremental. En otras palabras, usted comprueba primero que el proyecto K merece la pena, después calcula el índice de rentabilidad de la inversión adicional de 9.990 \$ en L.

FLUJOS DE TESORERIA

(EN DOLARES)

PROYECTO	C ₀	C ₁	VA, AL 10%	INDICE DE RENTABILIDAD	VAN AL 10%
L - K	-9.900	+ 14.800	13.454	1.36	3.554

El índice de rentabilidad de la inversión adicional es mayor que 1. Usted sabe este modo que L es el mejor proyecto.

De nuestros cuatro criterios, el índice de rentabilidad se asemeja muy estrechamente al valor actual neto. En el próximo capítulo veremos un caso bastante especial en el que el índice de rentabilidad es el criterio de mayor utilidad. Pero para la mayoría de los propósitos es más seguro trabajar con los valores actuales netos, que son aditivos, que con índices de rentabilidad, que no lo son.

INDICADORES DE EVALUACIÓN

Son coeficientes que indican aspectos del valor del proyecto y el análisis de los factores económicos o financieros cuyos resultados permitan determinar las diferentes alternativas de inversión destinados a la producción de bienes y servicios

VALOR ACTUAL NETO	(VAN)
TASA INTERNA DE RETORNO	(TIR)
RAZÓN BENEFICIO COSTO	(B/C)

VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Indicador que permite medir el valor actual del proyecto, cuyos resultados determinaran tomar decisión respecto a la aceptación o rechazo a base de las siguientes magnitudes

$$\text{VAN} > 0$$

$$\text{VAN} = 0$$

$$\text{VAN} < 0$$

Suma de los beneficios y la suma de los costos que son actualizados a una tasa de interés fija, menos la inversión en el momento cero.

Representación matemática

$$\text{VAN} = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^n} \dots \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^n} \dots I_0$$

B_t Beneficio en el periodo t

C_t Costo en el periodo t

I₀ Inversión Inicial

- i Tas de rendimiento requerido
- t periodo de tiempo
- n Numero de periodos en la vida útil

INTERPRETACIÓN DEL VAN

VAN > 0 Los beneficios generados son superiores a los costos Incurridos por el proyecto es decir que después de cumplir con las obligaciones incurridas por el proyecto queda un saldo favorable para el inversionista, se podrá considerar como proyecto aprobado.

VAN = 0 Los beneficios del proyecto son iguales a su costo. Es decir se tendrá que ajustar algunas variables para su aprobación.

VAN < 0 Se considerara como un proyecto rechazado

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

También se denomina tasa financiera de rendimiento, tasa de rendimiento real, tasa de retorno efectivo, eficiencia marginal del capital y tasa interna de recuperación, es un indicador que mide el valor del proyecto frente al costo de oportunidad de inversión.

La tasa interna de recuperación es aquella tasa de descuento para el valor actualizado de los beneficios y costos del proyecto resulta igual a cero.

Representación matemática

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

Bt Beneficio en el periodo t

Ct Costo en el periodo t

r Tasa interna de retorno

t periodo de tiempo

n Numero de periodos en la vida útil

INTERPRETACIÓN DEL TIR

Si definimos la tasa de recuperación como: "r" y rentabilidad "i" mínima aceptable del capital bancario

r > i: El interés equivalente sobre el capital que el proyecto genera es superior al interés mínimo aceptable del capital bancario, es decir el proyecto es considerado como aceptable.

r = i: El interés equivalente sobre el capital que el proyecto genera es igual al interés mínimo aceptable, en este caso el proyecto es indiferente.

r < i: El costo de oportunidad del capital es inferior al costo de capital bancario, es decir se recomienda la no-ejecución del proyecto.

RAZÓN BENEFICIO COSTO (B/C)

La razón beneficio/costo, es el cociente que resulta de dividir la suma de los beneficios entre la suma de los costos del proyecto, actualizados a una tasa de interés fijo

Representación matemática

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

Bt Beneficio en el periodo t

Ct Costo en el periodo t

r Tasa interna de retorno

t periodo de tiempo

n Numero de periodos en la vida útil

INTERPRETACIÓN DE LA RAZÓN B/C

Expresa el valor bruto de las ganancias recibidas por cada unidad monetaria asignada como costos y gastos del proyecto.

Flujos positivos (Beneficios) y flujos negativos (Costos)

B/C > 1: El valor de los beneficios son superiores a los costos del proyecto, se considera proyecto aceptable.

B/C = 1: El valor de los beneficios iguales a sus costos, la determinación del proyecto será independiente, se recomienda realizar algunos ajustes.

B/C < 1: Los beneficios son inferiores a los costos, la decisión será no seguir con el proyecto.

6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ❖ Para el cumplimiento de la Norma Técnica, la lámpara de mercurio 125 W puede mantenerse en uso solo en caso que el pavimento sea de concreto y tengan tipo de alumbrado V.
- ❖ Dar prioridad a vías que no cuentan con instalaciones eléctricas con la realización de Proyectos y Obras.
- ❖ Retiro en Red, toda luminaria antigua por su tiempo de uso no presenta los niveles de Proyectos requeridos.
- ❖ Establecer la relación distancia entre postes y la altura de montaje.
- ❖ La Norma exige valores de uniformidad transversal y longitudinal que requiere de una buena ubicación de la luminaria, por lo que se requiere normalización de dos o tres tipos de pastorales, independiente de material, para que se pueda combinar fácilmente al poste.
- ❖ El mantenimiento de la luminaria (limpieza) es un factor importante para la distribución de la luz, para ellos se requiere programa de limpieza esto nos dará instalaciones que cumpla con los valores proyectados durante un mayor tiempo.
- ❖ Se sugiere mantener con un máximo de 2.5 años (11000 horas) de uso, con ellos mantenernos los niveles exigidos por norma.
- ❖ Proyecto Ampliación del Alumbrado Publico. De acuerdo a lo desarrollado, recomendamos ejecutar el proyecto, cuya inversión cuya zona es total de MUS\$ 590.82 que tiene VAN (6%) de 625.20 MUS\$ alternativa 2

- ❖ De acuerdo a lo desarrollado recomendamos ejecutar el proyecto cuya inversión es total de MUS\$ 185.22. si bien para la zona 2 el proyecto es más rentable que para la zona 1 recomendamos ejecutar el proyecto integral dado que de otra manera se tendrían problemas de deterioro en la imagen de la empresa.

7.- BIBLIOGRAFÍA

CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

NASSIR SAPAG CHAIN

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRACIÓN

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS

UNIVERSIDAD DE CHILE

IMPRESO En: EDIGRAFOS S.A. - ESPAÑA 1993

PROYECTO INVERSIÓN

SIMÓN ANDRADE F.

EDITORIA LUCERO R. Ltda.. Perú 1994

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y SU REGLAMENTO

D.L. N° 25844 D.S. N°08 009-93 EM

NORMA LEGAL

NORMA DE ALUMBRADO DE VÍAS NORMA DGE 016 T 2 1996

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 405-96-EN/VME

PUBLICADO 14 OCTUBRE 1996

NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS

DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM

PUBLICADO 11 OCTUBRE 1997

PREPUBLICACIÓN BASE METODOLOGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

PUBLICADO 04 ABRIL 1998

BASE METODOLOGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS

PUBLICADO 17 NOVIEMBRE 1998

MODIFICACIÓN AL D.S. N° 020-97-EM

DECRETO SUPREMO N° 009-99-EM

PUBLICADO 11 Abril 1999

**BASE METODOLOGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA
TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS**

VERSIÓN ADECUADA AL D.S. N° 009-99-EN

PUBLICADO 12 MAYO 1999

ANEXOS

ANEXO 1

DISTRIBUCIÓN LAMPARA SEGÚN TIPO

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

RESUMEN DE PASTORALES POR SUCURSAL

SUCURSAL	PASTORALES				SUB TOTALES
	Simples	Dobles	Triples	Cuadriples	
COLONIAL	59,145	2,381	728	18	62,272
PRECURSORES	46,853	2,468	461	49	49,831
PANAMERICANA	93,080	2,962	1,229	33	97,304
NORTE	24,588	771	165	12	25,536
SUB TOTALES	223,666	8,582	2,583	112	
TOTAL					234,943

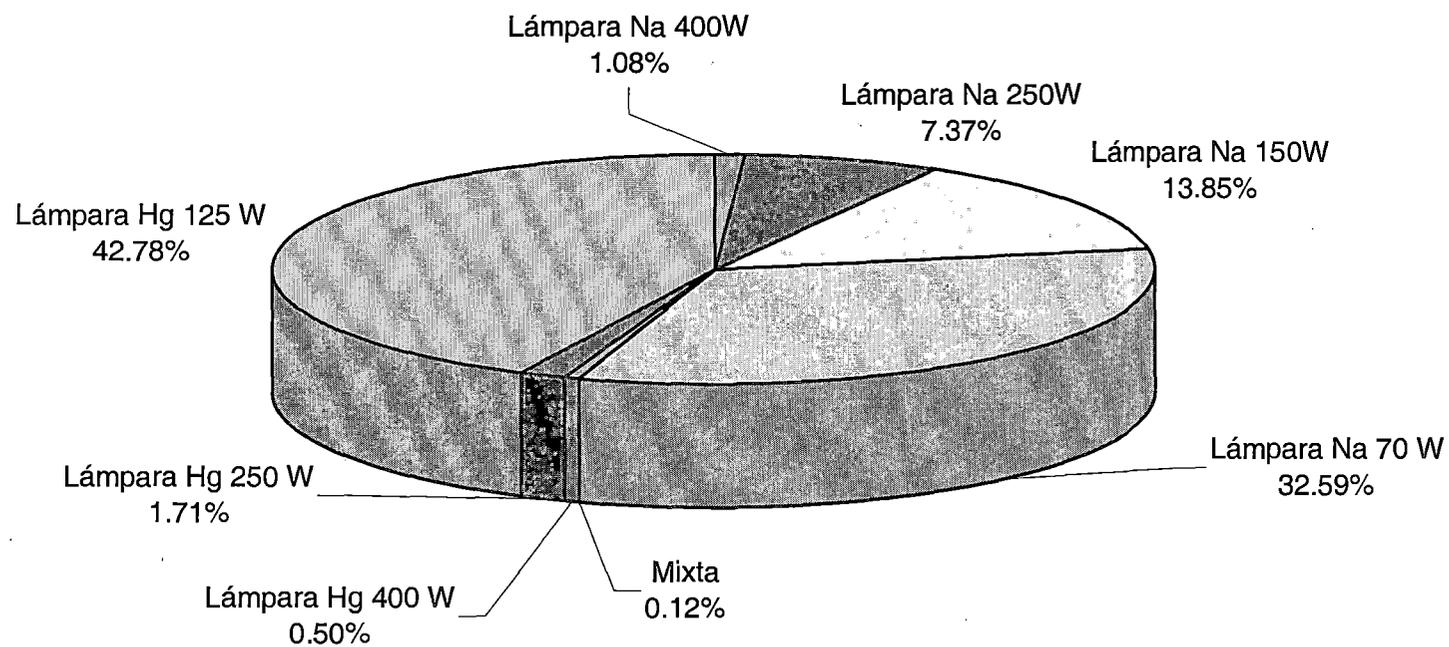
RESUMEN DE LÁMPARAS POR SUCURSAL

SUCURSAL	Cantidad de Lámparas Identificadas								Sub Totales
	M1(mixta) (250 w)	H1 (Hg) (125w)	H2 (Hg) (250w)	H3(Hg) (400w)	S1(Na) (70w)	S2(Na) (70w)	S3(Na) (70w)	S4(Na) (70w)	
COLONIAL	79	26,935	1,148	332	21,378	9,496	6,742	926	67,036
PRECURSORES	109	23,820	891	37	12,500	9,338	5,287	671	52,653
PANAMERICANA	8	45,345	1,948	18	35,099	15,547	2,428	34	100,427
NORTE	2	4,897	45	36	20,450	875	154	7	26,466
SUB TOTALES	198	100,997	4,032	423	89,427	35,256	14,611	1,638	
TOTAL LÁMPARAS IDENTIFICADAS									246,582

Representacion de sucursal colonial

Cantidad de lámpara	27%
Consumo de energía kwh/mes	42%
Consumo de potencia Mg. Vatio/mes	42%

Distribución Lámpara: sucursal Colonial



- Lámpara Na 400W
- Lámpara Na 250W
- Lámpara Na 150W
- Lámpara Na 70 W
- Mixta
- Lámpara Hg 400 W
- Lámpara Hg 250 W
- Lámpara Hg 125 W

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

DISTRIBUCION DE LAMPARAS POR DISTRITOS

	Lima	Breña	Agustino	Rimac	S.M.P.	S.J.L.	TOTAL
	Cant.	Cant.	Cant.	Cant.	Cant.	Cant.	Cant.
LAMPARA Hg 125 W	3,593	220	2,566	3,667	2,010	16,619	28,675
LAMPARA Hg 250 W	251	22	14	63	70	728	1,148
LAMPARA Hg 400 W	54	14	12	34	19	199	332
MIXTA	6	7		31	24	11	79
LAMPARA Na 70 W	1,991	483	1,759	1,390	1,543	14,682	21,848
LAMPARA Na 150 W	1,460	274	807	929	664	5,152	9,286
LAMPARA Na 250 W	1,163	164	305	580	421	2,309	4,942
LAMPARA Na 400 W	396	29	8	104	29	160	726
TOTALES	8,914	1,213	5,471	6,798	4,780	39,860	67,036

catastro Diciembre 99

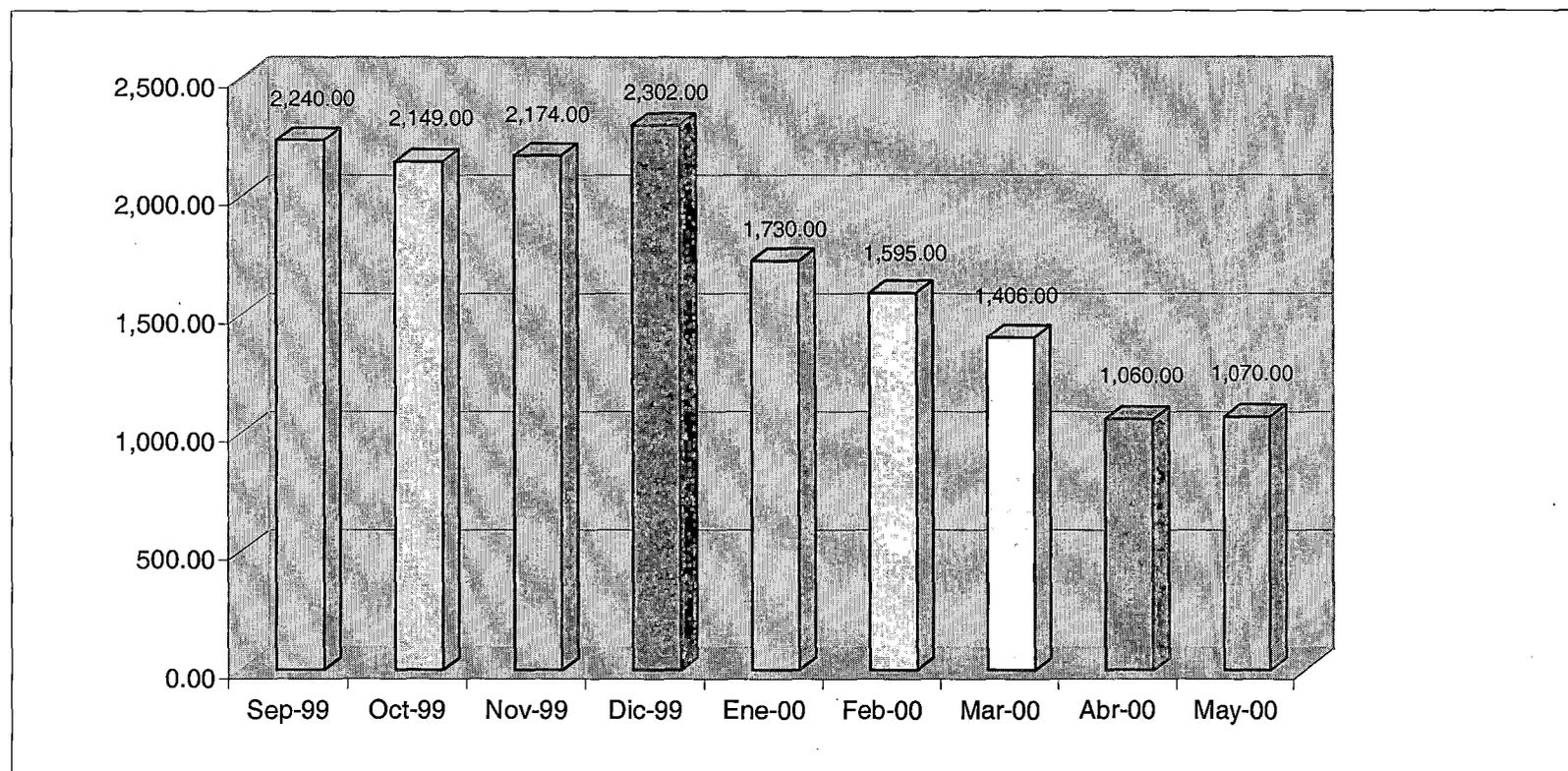
ANEXO A

DISTRIBUCIÓN RECLAMOS – MES

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Publico

DISTRIBUCION DEL SAT POR MES

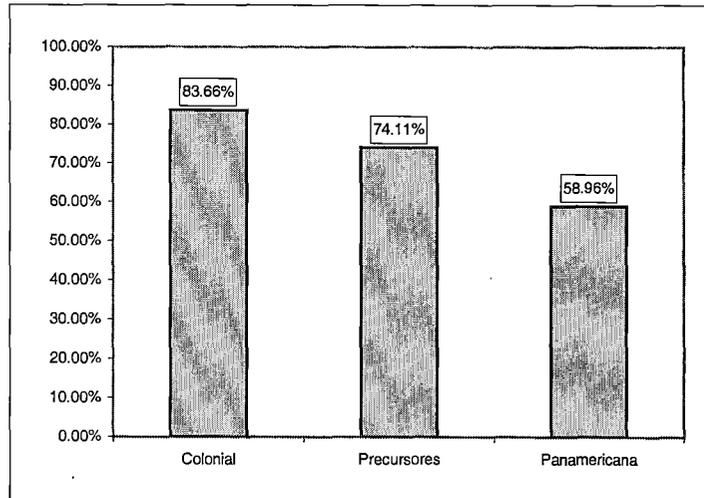
Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00
2,240.00	2,149.00	2,174.00	2,302.00	1,730.00	1,595.00	1,406.00	1,060.00	1,070.00



CALIFICACION PROVEEDOR
Alumbrado Publico

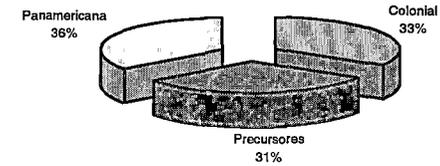
Sucursal	Sat's Ingresadas	Sat's Reiterativas	Total de Sat's	Atendidas Fuera de Plazo	Atendidas <= 48 Horas	Cumplimientos	Nota	% Reiteracion
Colonial	1.617	138	1.755	245	1.356	83.66%	17	8,5%
Precursores	1.518	118	1.636	398	1.125	74.11%	15	7,8%
Panamericana	1.713	237	1.95	465	1.010	58.96%	12	13,8%
TOTAL	4.848	493	5.341	1.108	3.491			

% de Reiteracion = Sat's Reiterativas / Sat's Ingresadas *100



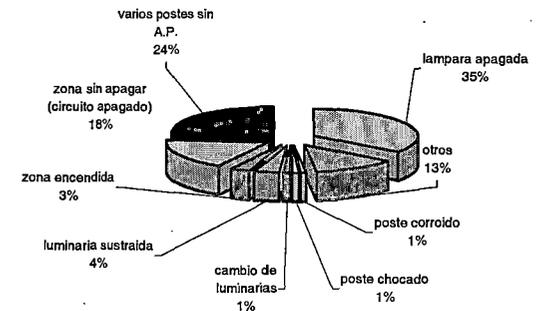
COMPOSICION DE LAS ORDENES ALP SAT's REGISTRADAS POR FONOCUENTE

SAT's POR SUCURSAL CLIENTE FEBRERO 2000



SAT's

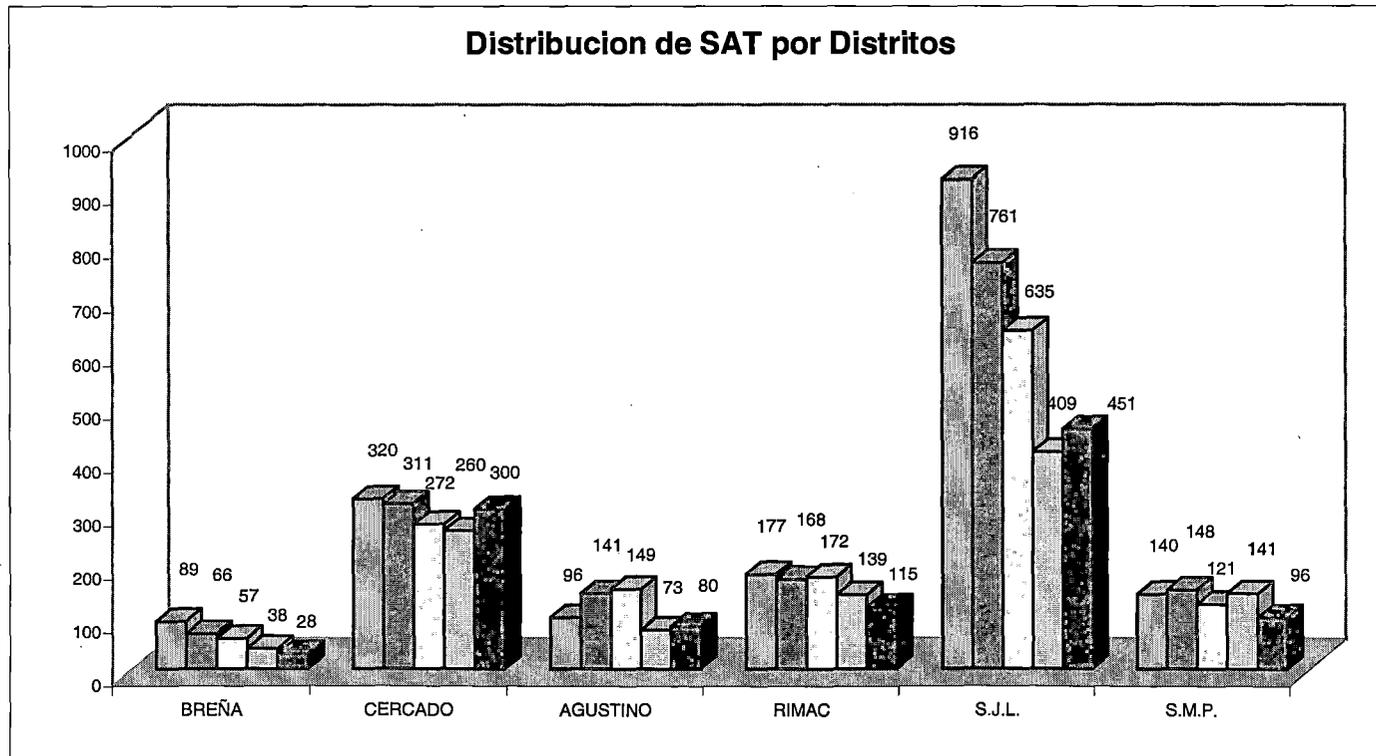
FEBRERO 2000



Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

INFORME DE RECLAMOS DE ALUMBRADO PUBLICO CORRESPONDIENTE AL AÑO 1999

MES	CANTIDAD	DISTRITOS					
		BREÑA	CERCADO	AGUSTINO	RIMAC	S.J.L.	S.M.P.
Enero	1738	89	320	96	177	916	140
Febrero	1595	66	311	141	168	761	148
Marzo	1406	57	272	149	172	635	121
Abril	1060	38	260	73	139	409	141
Febrero	1070	28	300	80	115	451	96



ANEXO B

MEDICIONES REALIZADAS

Sección Técnica Colonial
Unidad de Alumbrado Público

INFORME DE EVALUACION TECNICA A MEDICIONES DE NIVELES DE ILUMINACION

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
					Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp											
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	16	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	18,73	OKI	12,30	OKI
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	16	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	8,06	OKI	5,61	OKI
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	16	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,06	OKI	5,19	OKI
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	16	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,43	OKI	5,25	OKI
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	16	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	8,11	OKI	5,67	OKI
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	17	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	6,39	OKI	3,43	OKI
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	17	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	7,94	OKI	5,17	OKI
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	17	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	7,67	OKI	4,67	OKI
1289	1289	Nombre de la Vía: Jr.José M. Ríos	17	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	37,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	17,71	OKI	8,95	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
					Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp											
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	6	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,88	30,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	16,34	OKI	7,32	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	6	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,25	34,8	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	25,96	OKI	10,34	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	6	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,4	33	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	26,30	OKI	9,84	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	6	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,86	32,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	31,92	OKI	15,02	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,8	32,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	26,83	OKI	11,46	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,81	32,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	10,13	OKI	4,50	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,84	35,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	12,27	OKI	3,58	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,92	25,1	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	18,78	OKI	7,32	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,9	29,9	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	12,73	OKI	6,36	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,9	34,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	12,02	OKI	6,66	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,95	35	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	10,93	OKI	5,62	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	4	Distrito: Lima	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7,95	37,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	6,08	OKI	3,46	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	3	Distrito: Lima	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	5,94	35	PS/1,30/0,90/125	Princ. / Auxil.	Asfalto	5,08	OKI	7,22	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	3	Distrito: Lima	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	6	33,8	PS/1,30/0,90/125	Princ. / Auxil.	Asfalto	6,57	OKI	6,92	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	2	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	6,64	35,4	PS/1,30/0,90/125	Princ. / Auxil.	Asfalto	7,94	OKI	7,36	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	2	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	6,7	36,1	PS/1,30/0,90/125	Princ. / Auxil.	Asfalto	10,79	OKI	5,78	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	2	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7,91	37	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,49	OKI	3,92	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	2	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	6,64	33,1	PS/1,30/0,90/125	Princ. / Auxil.	Asfalto	13,88	OKI	8,92	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	1	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	6,65	31,7	PS/1,30/0,90/125	Princ. / Auxil.	Asfalto	12,27	OKI	4,82	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	1	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	6,7	17,5	PS/1,30/0,90/125	Princ. / Auxil.	Asfalto	14,95	OKI	14,16	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	1	Distrito: Lima	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8,91	30,8	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	3,69	Deficiente	5,84	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	1	Distrito: Lima	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8,94	29,8	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	8,74	OKI	10,28	OKI
1326	1326	Nombre de la Vía: Gualberto Guevara	1	Distrito: Lima	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8,95	30,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	3,74	Deficiente	3,74	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
					Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp											
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	13	Distrito: Lima	IV	LR	LP4	S3	250	OPOSICION	9,3	33,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	24,77	OKI	16,90	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	13	Distrito: Lima	IV	LR	LP4	S3	250	OPOSICION	9,3	32,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	20,46	OKI	21,74	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	13	Distrito: Lima	IV	LR	LP4	S3	250	TRES BOLLILLOS	9,3	51,8	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	23,64	OKI	14,18	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	12	Distrito: Lima	IV	LR	LP4	S3	250	OPOSICION	9,3	49,4	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	23,54	OKI	22,58	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	12	Distrito: Lima	IV	LR	LP4	S3	250	OPOSICION	9,3	50,1	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	23,91	OKI	15,75	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	11	Distrito: Lima	IV	LR	LP4	S3	250	OPOSICION	9,3	35	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	24,64	OKI	20,14	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	11	Distrito: Lima	IV	LR	LP4	S3	250	OPOSICION	9,3	36,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	32,15	OKI	18,63	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	11	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	20	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	38,38	OKI	8,62	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	12	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	31,9	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	29,21	OKI	3,21	DEFICIENTE
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	12	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	32,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	24,87	OKI	3,02	DEFICIENTE
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	12	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	32,5	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	21,96	OKI	3,93	DEFICIENTE
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	12	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	32,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	25,94	OKI	4,57	DEFICIENTE
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	12	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	34,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	29,60	OKI	7,34	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	13	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	32,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	26,02	OKI	12,68	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	13	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	35,9	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	21,98	OKI	10,24	OKI
1340	1340	Nombre de la Vía: Luis Bralle	13	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	9,3	37,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	21,42	OKI	8,38	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud_Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
						Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp											
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	23	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	32	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	13,45	OKI	5,90	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	23	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	32,5	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	10,21	OKI	3,99	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	23	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	33	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	8,67	OKI	5,42	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	24	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	31,8	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	11,16	OKI	4,68	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	24	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	34,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	12,84	OKI	6,27	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	24	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	33,1	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	10,31	OKI	4,69	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	24	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	33,1	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	11,37	OKI	6,42	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34,5	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,68	OKI	3,74	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35,5	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	8,58	OKI	4,80	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	33,9	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	8,61	OKI	3,82	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	34,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	12,03	OKI	4,45	OKI
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	35,5	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,69	OKI	4,19	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud_Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
						Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp											
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	44,4	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	10,48	OKI	5,33	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	36,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	13,99	OKI	8,77	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	40	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	15,42	OKI	9,84	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	40	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	14,45	OKI	8,63	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	6	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	40,4	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	15,15	OKI	10,1	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	5	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	57,5	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	6,78	OKI	6,36	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	5	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	47,9	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,43	OKI	7,26	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	5	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	49,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	11,06	OKI	6,24	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	4	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	44,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,35	OKI	8,83	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	4	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	38,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,81	OKI	9,95	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	4	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	40	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,04	OKI	5,26	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	4	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	28	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	12,20	OKI	9,09	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	4	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	28,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	11,72	OKI	6,83	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	4	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	44,4	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,36	OKI	5,00	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	4	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	20,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	13,66	OKI	9,43	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	5	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	45,9	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	16,55	OKI	15,23	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	5	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	48,3	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	8,79	OKI	5,04	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	5	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	29,4	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	13,40	OKI	8,73	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	5	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	27,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	7,75	OKI	5,01	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	5	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8	38,8	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	21,90	OKI	25,88	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	6	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	34,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	14,22	OKI	8,79	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	45,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	12,91	OKI	6,55	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	37,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	17,05	OKI	10,10	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	43,2	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	15,75	OKI	11,82	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	79,5	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	9,14	OKI	5,79	OKI
1548	1548	Nombre de la Vía: Cárcamo	7	Distrito	Lima	IV	LR	LP1	S2	150	OPOSICION	8,3	54,07	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	28,26	OKI	21,44	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud_Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
						Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp											
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	5	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	60,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	11,95	OKI	4,24	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	5	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	75,6	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Cemento	9,78	OKI	10,52	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	4	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	56,85	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	7,54	OKI	2,60	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	4	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	47,7	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Cemento	10,23	OKI	6,38	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	18,38	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	2,81	OKI	11,90	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	40,12	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	6,21	OKI	2,41	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	29	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	11,64	OKI	4,56	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	30,84	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	8,08	OKI	7,31	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	23,74	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	10,49	OKI	9,341	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	2	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	125	UNILATERAL	7	16,94	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Cemento	8,80	OKI	4,44	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	40,5	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	3,28	OKI	2,70	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	28,94	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	10,26	OKI	5,31	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	25,4	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Cemento	15,44	OKI	8,36	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	25,4	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Cemento	15,44	OKI	8,36	OKI
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	30,1	PS/1,50/1,90/120	Princ. / Auxil.	Asfalto	11,80	OKI	5,72	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud_Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado
						Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp										
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	23	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	32	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	13.45	OK!	5.90	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	23	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	32.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	10.21	OK!	5.29	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	23	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	33	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	8.67	OK!	5.42	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	24	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	31.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	11.16	OK!	4.68	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	24	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	34.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	12.84	OK!	6.27	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	24	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	33.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	10.31	OK!	4.89	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	24	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	33.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	11.37	OK!	6.42	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.5	PD/1.30/0.90/125	Princ. / Auxil. Asfalto	9.68	OK!	3.74	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	8.58	OK!	4.80	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	33.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	8.61	OK!	3.82	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	34.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	12.03	OK!	4.45	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	35.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.69	OK!	4.19	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	35.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.69	OK!	4.19	OK!	
1342	1342	Nombre de la Vía: Jr. Noruega	25	Distrito: Lima	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	35.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.69	OK!	4.19	OK!	

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud_Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado
						Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp										
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	44.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	10.48	OK!	5.33	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	36.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	13.99	OK!	8.77	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	40	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	15.42	OK!	9.84	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	40	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	14.45	OK!	8.83	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	6	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	40.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	15.15	OK!	10.1	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	57.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	6.78	OK!	6.38	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	47.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.43	OK!	7.28	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	49.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	11.08	OK!	6.54	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	44.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.35	OK!	9.83	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	38.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.81	OK!	9.95	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	40	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.04	OK!	5.28	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	28	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	12.20	OK!	9.09	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	28.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	11.72	OK!	6.63	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	44.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.36	OK!	5.00	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	20.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	13.66	OK!	9.43	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	4	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	45.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	16.55	OK!	15.23	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	48.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	8.79	OK!	5.04	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	29.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	13.40	OK!	8.73	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	27.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	7.75	OK!	5.01	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8	38.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	21.90	OK!	25.88	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	5	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	34.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	14.22	OK!	8.79	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	45.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	12.91	OK!	6.55	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	37.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	17.05	OK!	10.10	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	43.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	15.75	OK!	11.82	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	79.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	9.14	OK!	6.79	OK!	
1548	1548	Nombre de la Vía: Carcamo	7	Distrito: Lima	IV	LR	LP2	S2	150	OPOSICION	8.3	54.07	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	28.26	OK!	21.44	OK!	

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo de alumbrado				Disposicion	Alt_Mon	Longitud_Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado
						Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp										
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	5	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	60.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	11.95	OK!	4.24	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	5	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	76.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Cemento	9.78	OK!	10.82	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	4	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	56.85	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	7.54	OK!	2.60	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	4	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	47.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Cemento	10.23	OK!	6.38	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito: Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7	18.38	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	2.81	OK!	1.90	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito: Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7	40.12	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	6.21	OK!	2.41	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	29	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	11.64	OK!	4.56	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	30.84	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	8.08	OK!	7.31	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	3	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	23.64	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	10.49	OK!	9.34	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	2	Distrito: Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7	16.94	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Cemento	8.80	OK!	4.44	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	40.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	3.28	OK!	2.70	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	28.94	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	10.26	OK!	5.31	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	25.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Cemento	15.44	OK!	8.36	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	25.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Cemento	15.44	OK!	8.36	OK!	
3133	3133	Nombre de la Vía: Joaquín Olmedo	1	Distrito: Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	30.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil. Asfalto	11.80	OK!	5.72	OK!	

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Breña	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo_Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.73	30.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	14.81	OKI	8.24	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.05	30.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	12.30	OKI	9.24	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.67	29.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	13.57	OKI	10.58	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.71	32	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	15.87	OKI	10.62	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.52	33.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	15.51	OKI	20.78	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	2	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.81	34.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	16.12	OKI	8.96	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	2	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.65	33	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	10.32	OKI	7.18	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.12	29.3	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	Concreto	10.66	OKI	5.44	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.81	35.9	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	Concreto	15.29	OKI	11.18	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.43	35.3	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	Concreto	15.10	OKI	16.62	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.82	35	PS/1.50/1.90/1.50*	Princ. / Auxil.	Concreto	15.25	OKI	17.88	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.78	27	PS/1.50/1.90/1.50*	Princ. / Auxil.	Concreto	18.15	OKI	9.20	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.78	49.4	PS/1.50/1.90/1.50*	Princ. / Auxil.	Concreto	5.41	OKI	5.58	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.63	29.5	PS/1.50/1.90/1.50*	Princ. / Auxil.	Concreto	10.64	OKI	8.74	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.7	40	PS/1.50/1.90/1.50*	Princ. / Auxil.	Concreto	24.47	OKI	22.19	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.75	37	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	9.18	OKI	9.24	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.8	30.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	6.42	OKI	8.82	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.75	38.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	6.89	OKI	4.72	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	8.13	37.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	8.86	OKI	6.38	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	8.1	44.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	14.10	OKI	7.96	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.78	30.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	10.29	OKI	9.10	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.8	33.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	7.55	OKI	6.38	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.66	39.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	8.23	OKI	6.10	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.73	21.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	11.55	OKI	8.74	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	7	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	8.1	50.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	8.22	OKI	8.24	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	7	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.63	57	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	6.67	OKI	6.06	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	8	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	8.04	22.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	11.93	OKI	7.78	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	8	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.84	37	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	9.43	OKI	8.68	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	8	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.84	24.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	9.29	OKI	6.06	OKI
3154	3154	Nombre de la Vía: Pomabamba	8	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	7.87	32	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	Concreto	10.89	OKI	6.96	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Breña	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo_Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	29	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	24.13	OKI	19.46	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	28	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	20.73	OKI	13.6	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	32.6	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.87	OKI	13.53	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	32.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.24	OKI	6.41	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	1	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	29.8	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	20.27	OKI	10.09	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	2	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.1	29.9	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	2.81	OKI	2.14	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	2	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.1	30	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.88	OKI	4.25	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	2	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.1	30.8	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.86	OKI	13.18	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	2	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	29.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.81	OKI	4.32	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	2	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	29.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.58	OKI	4.32	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	2	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.1	29.9	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.88	OKI	4.65	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.1	30.4	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.83	OKI	3.48	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.1	30.5	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	2.76	OKI	2.44	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.12	29.1	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.12	OKI	2.44	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.2	29.4	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.46	OKI	3.32	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	3	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.15	30	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.43	OKI	18.13	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	32.3	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.26	OKI	5.89	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.15	30.9	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	2.3	OKI	2.18	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.11	32.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.74	OKI	2.86	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.1	31	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.95	OKI	2.87	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	4	Distrito:	Breña	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	10.18	30.7	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	15.4	OKI	18.96	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	29.3	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.7	OKI	4.67	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	28.4	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.77	OKI	5.18	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	29.9	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	9.65	OKI	4.47	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	29	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.65	OKI	5.83	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	5	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	29.6	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	12.5	OKI	9.54	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	28.8	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.02	OKI	6.21	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	28.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	11.3	OKI	7.97	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	28.3	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.95	OKI	6.38	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	28.5	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	11.6	OKI	6.38	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.15	28.4	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	12.77	OKI	8.31	OKI
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	6	Distrito:	Breña	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.15	28.4	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.15	OKI	10.57	OKI

3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	7	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.11	25.8	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.21	OK!	7.72	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	7	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	30.6	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.86	OK!	12.02	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	7	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	26.7	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.91	OK!	5.83	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	8	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	31.8	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	11.2	OK!	7.17	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	8	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.12	29.4	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.43	OK!	4.23	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	8	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.13	29	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.89	OK!	4.42	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	8	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	30.8	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	9.48	OK!	6.04	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	9	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	27.5	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.42	OK!	5.28	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	9	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.2	26.6	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	9.17	OK!	4.99	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	9	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	27	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.74	OK!	5.8	OK!
3248	3248	Nombre de la Vía: Jr. Recuay	9	Distrito:	Brefia	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.13	28.1	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	9.88	OK!	6.04	OK!

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	33.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.51	OK!	3.48	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	33.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.53	OK!	3.69	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	15	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.28	OK!	4.86	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	15	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.75	OK!	4.44	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	38.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.23	OK!	5.01	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.54	OK!	2.1	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.71	OK!	3.41	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.5	35.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.99	OK!	3.05	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	39.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.4	OK!	4.74	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	36	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	11.59	OK!	5.44	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	22.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.7	OK!	12.84	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	18	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	36.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.96	OK!	3.79	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	18	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.58	OK!	8.11	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	18	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.47	OK!	4.49	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	18	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.13	OK!	4.23	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	18	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.41	OK!	2.85	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	19	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	29.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.33	OK!	2.55	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	19	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	37.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.98	OK!	2.18	OK!
37010	37010	Nombre de la vía: Jr. Hatun Colla	19	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	29.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	9.13	OK!	5.22	OK!

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	1	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.86	OK!	5.89	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	1	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	48.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.41	OK!	11.81	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	20.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	15.55	OK!	13.48	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	33.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.49	OK!	3.53	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	30.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.08	OK!	7.97	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	4	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.09	OK!	5.18	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	4	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	33.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.42	OK!	4.69	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	4	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.79	OK!	7.57	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	5	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.83	OK!	8.85	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	5	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.44	OK!	4.31	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	5	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.74	OK!	6.57	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	6	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	36.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.75	OK!	3.35	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	6	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	17.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.56	OK!	8.54	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	32.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.95	OK!	4.18	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	29.15	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	9.77	OK!	6.9	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	8	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	30.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.78	OK!	5.86	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	8	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	27.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.95	OK!	6.73	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	8	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	36.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.98	OK!	6.14	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	24.45	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.45	OK!	3.96	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7	30.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	2.6	OK!	1.31	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	28.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.42	OK!	5.38	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	32.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	1.28	Deficiente	1.04	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7	28.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	1.67	Deficiente	0.56	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7	30.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	1.23	Deficiente	0.75	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7	31.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	2.87	OK!	2.9	OK!
37015	37015	Nombre de la vía: Jr. Puruchuco	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	29.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.35	OK!	2.51	OK!

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
37018	37018	Nombre de la vía: Jr. Marcahuasi	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	7	28.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.41	OK!	14.93	OK!

41013	41013	Nombre de la vía: Las Lajas	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.93	30.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.15	OKI	4.14	OKI
41013	41013	Nombre de la vía: Las Lajas	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	5.6	30	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.73	OKI	3.62	OKI
41013	41013	Nombre de la vía: Las Lajas	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.97	29.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.37	OKI	6.16	OKI
41013	41013	Nombre de la vía: Las Lajas	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.96	25.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.95	OKI	5.42	OKI
41013	41013	Nombre de la vía: Las Lajas	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8	26.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.42	OKI	3.92	OKI
41013	41013	Nombre de la vía: Las Lajas	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.68	30	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.01	OKI	31.12	OKI
41013	41013	Nombre de la vía: Las Lajas	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.85	32.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.63	OKI	11.36	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo_Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.6	25.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	11.12	OKI	13.01	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.6	27.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.45	OKI	4.72	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.6	30.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.47	OKI	5.24	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	TRES BOLLILLOS	7.6	20.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.17	OKI	7.14	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	TRES BOLLILLOS	7.71	21.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.5	OKI	9.18	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	8.2	27.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.43	OKI	3.88	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.2	28.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	12.87	OKI	4.94	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	3	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.2	30.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.16	OKI	8.19	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.2	30.45	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.38	OKI	4.04	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	2	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.2	30	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	7.18	OKI	3.72	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	1	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.3	30.35	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	11.1	OKI	5.15	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	1	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.8	29.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.79	OKI	4.02	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	1	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.3	30.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.98	OKI	3.58	OKI
41120	41120	Nombre de la vía: Las Getias	1	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	OPOSICION	8.3	28.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.54	OKI	5.52	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo_Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	31.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.47	OKI	3.26	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.59	OKI	3.5	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	29	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.78	OKI	3.88	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	36.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.62	OKI	4.4	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.57	OKI	6.64	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	39.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.96	OKI	3.26	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	7	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	45.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.26	OKI	3.62	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	8	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	32.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.02	OKI	4.6	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	8	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	48.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.81	OKI	4.45	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	30	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.69	OKI	3.84	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	34.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.62	OKI	4.18	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.87	OKI	3.21	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.83	OKI	3.29	OKI
41226	41226	Nombre de la vía: Los Juncos	9	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7	35.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.46	OKI	3.1	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo_Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.23	32.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.85	OKI	3.13	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.39	37.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.37	OKI	6.06	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	32.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.59	OKI	3.31	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.1	35.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.59	OKI	4.53	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.04	33.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.23	OKI	4.98	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	8.29	36.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.5	OKI	7.56	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.84	30.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.86	OKI	7.6	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	16	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.83	35.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.25	OKI	4.48	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.48	36.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.63	OKI	5.41	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.97	37.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.6	OKI	2.82	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.98	32.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.96	OKI	2.42	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.96	37.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	3.88	OKI	2.38	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.94	32.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.19	OKI	3.8	OKI
41247	41247	Nombre de la vía: Las Caléndunas	17	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.93	36.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	4.7	OKI	5.85	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo_Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	23	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	9.02	29.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	12.84	OKI	4.78	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	23	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	5.48	24.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	10.39			

41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	23	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.36	31	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	8.53	OKI	8.53	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	23	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	6.95	27.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	13.53	OKI	6.82	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	23	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	6.83	22.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	11.77	OKI	7.83	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	23	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	7.58	29	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	10.91	OKI	10.22	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	24	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LP1	S1	70	UNILATERAL	6.95	36.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	8.76	OKI	4.92	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	24	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	5.61	26.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	6.89	OKI	10.42	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	24	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.15	30	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	4.34	OKI	4.98	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	24	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.05	30	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	2.37	OKI	3.82	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	24	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.03	29.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	2.36	OKI	2.23	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	24	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.2	33	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	2.71	OKI	3.69	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	24	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	8.15	31.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	3.07	OKI	3.63	OKI
41431	41431	Nombre de la vía: Los Huertos	24	Distrito	S. J. Lurigancho	IV	LR	LM1	H1	125	UNILATERAL	6.35	30.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	CONCRETO	2.99	OKI	3.68	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo_Vía	Tipo_Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp	Disposición	Alt_Mon	Longitud_Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	Iluminancia	Estado	Vereda	Estado	
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.8	27.7	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	26.26	OKI	21.32	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.77	33.4	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	26.44	OKI	17.34	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.8	36.7	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.66	OKI	13.92	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.52	37.1	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	20.44	OKI	12.08	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9	37.1	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.21	OKI	14.9	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	10	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.48	36.6	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.54	OKI	17.73	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	10	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	OPOSICION	8.4	36.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	36.48	OKI	21.34	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	10	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.7	37.3	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	12.21	OKI	10.48	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	10	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	10	42.7	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	15.08	OKI	10.66	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	10.27	30.7	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	22.04	OKI	13.45	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.5	36.9	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	22.66	OKI	22.14	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.85	36.8	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.79	OKI	26.13	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.8	33	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.6	OKI	13.48	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.75	45.8	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	18.95	OKI	29.23	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	8	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.7	66	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.64	OKI	25.06	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	8	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.3	39.3	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	24.87	OKI	15.56	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	7	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.5	40	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	29.79	OKI	17.72	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	7	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.3	39.2	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.37	OKI	11.6	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	7	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.5	34.6	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.21	OKI	15.1	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	7	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.45	33.6	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	22.58	OKI	14.42	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	6	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.4	39	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.93	OKI	9.26	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	6	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.45	41.9	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.47	OKI	9.26	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	5	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.5	63.2	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	16.23	OKI	12.54	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	5	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.3	24.9	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	34.99	OKI	18.88	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	4	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.5	23.8	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	34.36	OKI	20.82	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	4	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.66	30.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	26.77	OKI	23.44	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	4	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.6	37.2	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	20.85	OKI	14.08	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.8	34.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	22.42	OKI	28.7	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.9	30.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.53	OKI	17.24	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.8	30.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	31.78	OKI	22.6	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.85	25.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	22.92	OKI	29.92	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.55	28.8	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.88	OKI	31.18	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.88	22.2	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.01	OKI	20.98	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.85	25.46	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	16.38	OKI	23.52	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	2	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.3	18.2	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	15.98	OKI	35.32	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	2	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.5	33	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.14	OKI	24.66	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	2	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.23	29.67	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	16.61	OKI	33.88	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	2	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9	40.3	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	18.65	OKI	11.62	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	2	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.12	37.7	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.32	OKI	11.84	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	2	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.5	43.3	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.14	OKI	9.66	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.6	39.8	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.14	OKI	7.36	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.9	39	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	15.23	OKI	7.94	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	3	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.9	60.1	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	15.09	OKI	10.34	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	4	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	9.03	34.6	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.81	OKI	10.76	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	4	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.78	37.9	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	18.62	OKI	8.6	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	5	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.88	38.1	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	20.09	OKI	12.87	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	5	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8	33.3	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	24.8	OKI	12.66	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	5	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	6.95	30.6	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.49	OKI	13.9	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	6	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8	33.2	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.09	OKI	16.36	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	6	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.77	46.3	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	18.37	OKI	15.13	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	6	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILLOS	8.7	38.1	PS/3.20/3.40/1.50"	Princ. / Auxil.	ASFALTO	22.9			

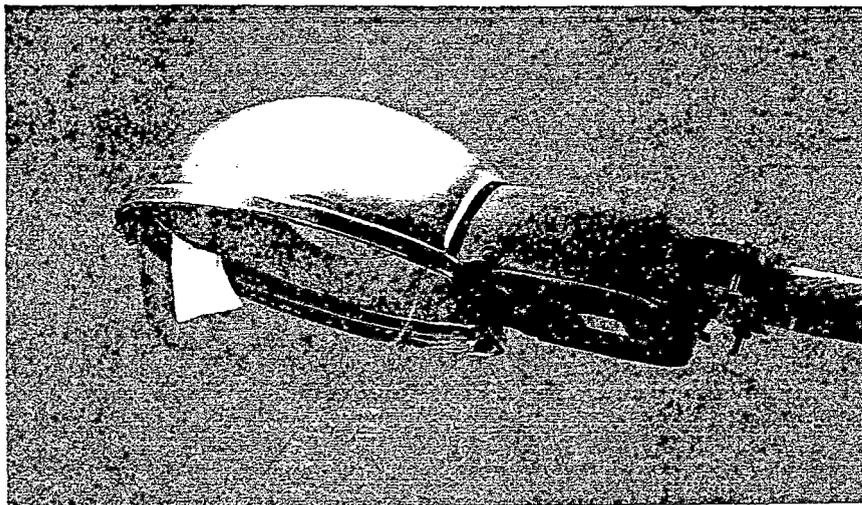
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	7	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.44	44.5	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	24.72	OKI	55.34	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	7	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.5	40.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.98	OKI	13.26	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	7	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.92	71.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10	OKI	7.38	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	8	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.5	37	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.81	OKI	11.62	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	8	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.7	41.7	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.91	OKI	7.94	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.5	35.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	9.28	Deficiente	13.34	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.15	35.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	18.52	OKI	20.18	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	11.14	43.9	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.22	OKI	12.14	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.85	38.9	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.94	OKI	15.95	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	9	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8	46.2	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.18	OKI	13.42	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	10	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.87	35.8	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	25.23	OKI	11.13	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	10	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.5	46.8	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	18.42	OKI	7.4	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	9.17	39.4	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.28	OKI	14.12	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.6	38.6	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	24.97	OKI	13.08	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.26	38.3	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.56	OKI	12.81	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.4	39	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.16	OKI	11.4	OKI
44044	44044	Nombre de la vía: Av. Alcazar	11	Distrito	Rimac	II	CO	LP4	S3	250	TRES BILILLOS	8.08	33.1	PS/3.20/3.40/1.50*	Princ. / Auxil.	ASFALTO	20.49	OKI	-13.37	OKI

Código_Vía	Código_Eje	Nombre_Vía	Cdra.	Distrito	Tipo de alumbrado	Tipo de alumbrado					Disposicion	Alt_Mon	Longitud-Va	Tipo_Pastoral	Calzada	Tipo_Calzada	luminancia	Estado	Vereda	Estado
						Tipo_Vía	Tipo:Lum	Tipo_Lamp	Pot_Lamp											
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	1	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.5	43.1	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.18	OKI	5.02	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	1	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.3	42.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.33	OKI	5.42	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	1	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.8	43.34	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.87	OKI	5.98	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	2	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.8	43.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.13	OKI	15.1	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	2	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.5	39.42	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.02	OKI	9.32	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	3	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.7	48	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	5.81	Deficiente	2.14	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	3	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.3	36.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.1	OKI	15.3	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	4	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	8	38.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.59	Deficiente	5.4	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	4	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.1	41.35	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	12.58	OKI	6.2	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	4	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	8	38.28	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	16.98	OKI	7.02	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	5	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.4	29.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	25.96	OKI	12.98	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	5	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	8	38.15	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	22.56	OKI	15.56	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	6	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.6	97.6	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	8.58	Deficiente	11.24	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	8	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.9	38.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.74	OKI	12.58	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	8	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.9	37.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.13	OKI	7.38	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	8	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.5	36.9	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.4	OKI	7.1	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	8	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.6	52	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	18.02	OKI	16.52	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	9	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.6	79.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	6.02	Deficiente	1.98	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	9	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.6	43.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.04	OKI	11.22	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	9	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.9	48.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	29.9	OKI	12.36	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	9	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.9	40.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	19.25	OKI	16.04	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	9	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.9	40.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.13	OKI	15.54	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	8	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.6	36.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.3	OKI	14.48	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	8	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.9	35	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.3	OKI	14.5	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	8	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.9	34.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	28.08	OKI	18.9	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	7	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.8	34.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	20.3	OKI	15.04	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	7	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	8	29.7	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.08	OKI	17.34	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	6	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.5	46.8	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	17.02	OKI	9.34	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	6	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	TRES BOLILLOS	7.4	45	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.05	OKI	11.08	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	6	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.4	36	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	23.65	OKI	9.82	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	4	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	8	36	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.5	OKI	5.98	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	4	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.1	38.2	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	10.81	OKI	2.82	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	4	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	8	36.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.91	OKI	5.66	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	3	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.3	48	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	11.34	OKI	3.58	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	3	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.7	39.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	11.44	OKI	4.22	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	2	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.5	43.3	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	21.53	OKI	7.62	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	2	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.8	43.5	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.85	OKI	7.08	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	1	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.8	42.4	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	13.1	OKI	4.64	OKI
44124	44124	Nombre de la vía: Av. Amancaes	1	Distrito	Rimac	III	CO	LP4	S3	250	CENTRAL	7.3	44	PS/1.50/1.90/120	Princ. / Auxil.	ASFALTO	14.6	OKI	6.3	OKI

ANEXO C

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAMPARAS LUMINARIAS Y ACCESORIOS

Philips Alumbrado



Luminaria para Alumbrado Público ECOM

Definición

Luminaria para alumbrado público para lámparas de mercurio a alta presión HPL-N 80 y HPL-N 125, y lámpara de sodio a alta presión SON 70.

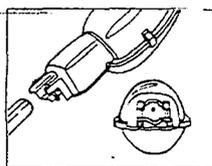
Descripción

- Carcasa de aluminio.
- Cubierta del sistema óptico de acrílico transparente fijada mediante clips que facilitan la reposición de la lámpara.
- Equipo auxiliar cableado montado sobre placa removible.

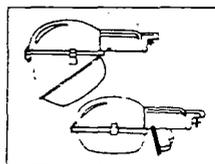
- Sistema óptico separado del compartimiento del equipo auxiliar.
- Sistema de fijación regulable al pastoral mediante mordaza, que asegura una firme posición de la luminaria. El montaje horizontal se efectúa entre 0° y 20° y el embone horizontal es regulable de 32 mm a 48 mm de diámetro y 80 mm de penetración.

Clasificación

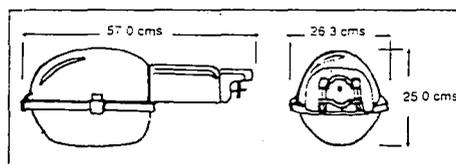
- Compartimiento de lámpara: IP 53
- Compartimiento del equipo auxiliar: IP 23.
- Cumple con IEC 598.



Embone regulable



Acceso a la lámpara y al equipo auxiliar.



Dimensiones

Tipos

TIPO	PARA LAMPARA	CLASIFICACION FOTOMETRICA			PESO (kg)
		DISTRIBUCION LONGITUDINAL	DISTRIBUCION TRANSVERSAL	GRADO DE APANTALLAMIENTO	
ECOM 80-E27	HPL-N 80W E27	Corta	Tipo II	Haz recortado	3.50
ECOM 125 E27	HPL-N 125W E27	Corta	Tipo II	Haz recortado	3.65
ECOM 125 E40	HPL-N 125W E40	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	3.70
ECOM 70 E27	SON 70W E27	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	3.70

Philips Lighting



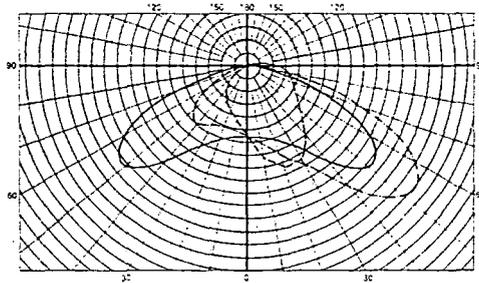
PHILIPS

Información fotométrica

Tipos

Lámpara : HPL-N 80W E27.
 Luminaria : ECOM 80 E27.
 Angulo de inclinación = 15°.
 Intensidad luminosa máxima = 404.10cd/1,000 lm en $\gamma = 53^\circ$ y $C = 20^\circ$.

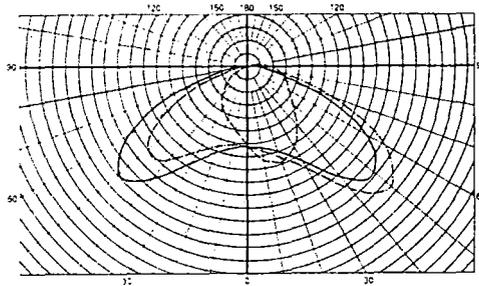
Curvas polares de distribución luminosa



Relación de la emisión luminosa

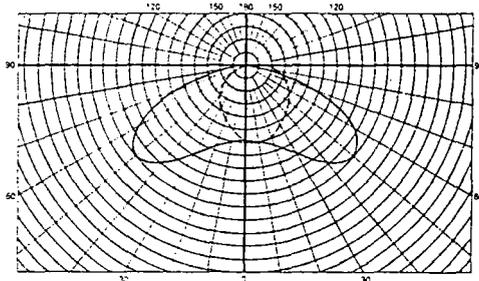
Hemisferio superior = 1.70%.
 Hemisferio inferior
 - lado calzada = 53.47%.
 - lado vereda = 18.79%.
 total = 73.96%.

Lámpara : HPL-N 125 W E27.
 Luminaria : ECOM 125 E27.
 Angulo de inclinación = 15°.
 Intensidad luminosa máxima = 367.40 cd/1,000 lm en $\gamma = 50^\circ$ y $C = 10^\circ$.



Hemisferio superior = 1.54%.
 Hemisferio inferior
 - lado calzada = 48.02%.
 - lado vereda = 22.14%.
 total = 71.70%.

Lámpara : HPL-N 125 W E40.
 Luminaria : ECOM 125 E40.
 Angulo de inclinación = 15°.
 Intensidad luminosa máxima = 273.5 cd/1,000 lm en $\gamma = 50^\circ$ y $C = 0^\circ$.



Hemisferio superior = 1.73%.
 Hemisferio inferior
 - lado calzada = 38.12%.
 - lado vereda = 26.04%.
 total = 65.89%.

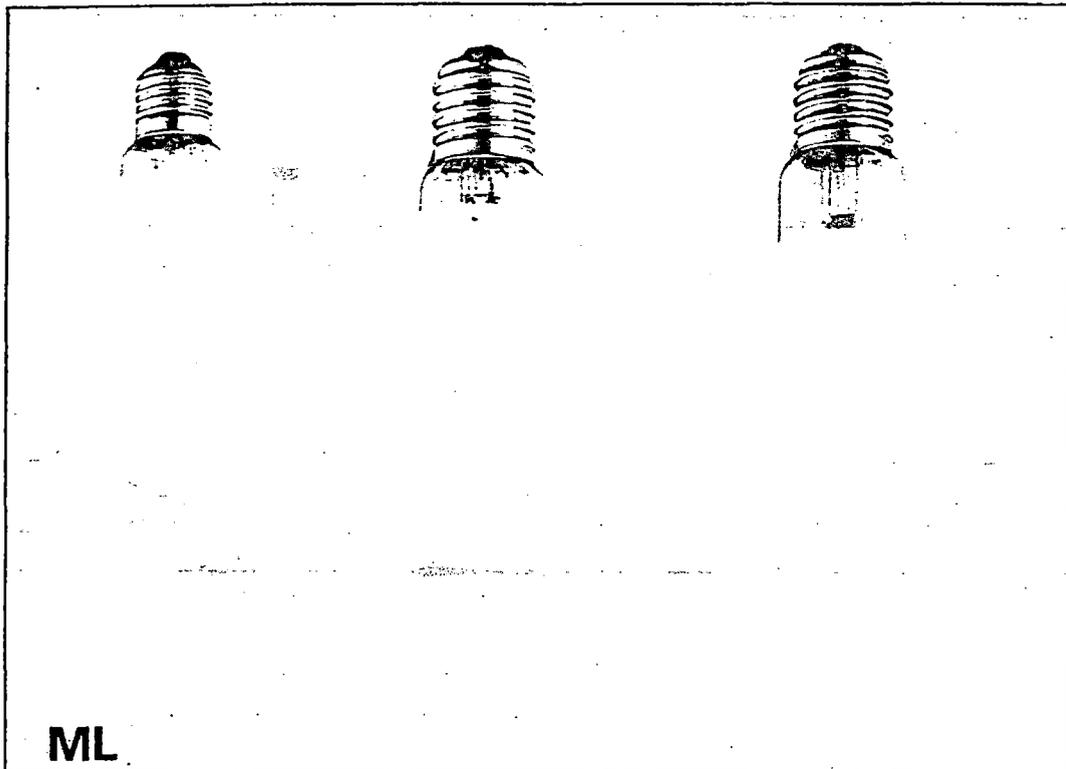
----- = plano perpendicular al eje de la calzada.
 - - - - - = plano paralelo al eje de la calzada.
 ————— = plano de I. máximo.

Philips Lighting



PHILIPS

Lámparas de luz mixta-ML



Definición

Lámparas de luz mixta, se utilizan tanto en interior como en exterior, no necesitan balasto. Ellas combinan la alta eficacia luminosa de las lámparas de vapor de mercurio a alta presión con las propiedades cromáticas de las lámparas incandescentes.

Descripción

Disponen de un tubo de descarga de cuarzo en cuyo interior hay mercurio, conectado en serie con un filamento de tungsteno, estos dos componentes se alojan en una ampolla ovoide de vidrio, esta ampolla, interiormente, se encuentra recubierta de vanadato de itrio.

En estas lámparas la función del filamento es doble:

Actúa como una fuerte luz incandescente, con su característica luz cálida y sirve como un sistema limitador de corriente, por lo que reemplaza al balasto.

Estas lámparas pueden ser instaladas en luminarias diseñadas para lámparas incandescentes y, por ello, son las ideales para modernizar las instalaciones existentes de incandescencia.

Debido a su larga vida, los costos de mantenimiento pueden ser reducidos, con ventaja de su mayor eficacia luminosa.

Características:

- Alta eficacia luminosa.

- Baja temperatura de color, por ello buena apariencia de color
- Larga vida.
- Luz blanca.
- Alto factor de potencia $\pm 0,95$.
- Adecuado para 50 ó 60 Hz.
- No requiere balasto.

Aplicaciones

Iluminación de:

Calles, plazas, áreas de estacionamiento, gasolineras, fábricas, garajes, irradiación de plantas, tiendas y áreas similares.

Temperaturas

Máxima temperatura permisible en la base E27: 200°C

Máxima temperatura permisible en el bulbo : 350°C

Posición de funcionamiento

ML 100 y 160 W. Vertical $\pm 30^\circ$, base arriba o abajo. Si bien una posición universal es aceptable para las lámparas ML 250 y 500 W, es más recomendable una posición vertical $\pm 45^\circ$, base arriba o abajo especialmente cuando baja la tensión.

Es conveniente proteger las ML 100W, 160W y 250W de las salpicaduras de agua.

Datos Técnicos

Tipo	Casquillo	Tensión Nominal V	Tensión mínima de arranque V ¹ de red		Corriente de lámpara ² A
			+20°C	-18°C	
ML 100 W ⁴	E27	220/230	180	210	0,46
ML 160 W ⁴	E27/E40	220/230	180	210	0,75
ML 250 W ⁴	E27/E40	220/230	180	210	1,20
ML 500 W ⁵	E40	220/230	180	210	2,32

Tipo	Mínima tensión para funcionamiento estable ² V	Flujo luminoso ² lm	Luminancia media ² cd/cm ²	Tiempo de encendido minutos ³	Porcentaje de rojo %
ML 100 W ⁴	198	1100	1.5	5	18%
ML 160 W ⁴	198	3150	2.9	5	16%
ML 250 W ⁴	198	5500	4.7	5	16%
ML 500 W ⁵	198	14000	6.4	5	14%

1) A 0 horas

2) Después de 100 horas de encendido

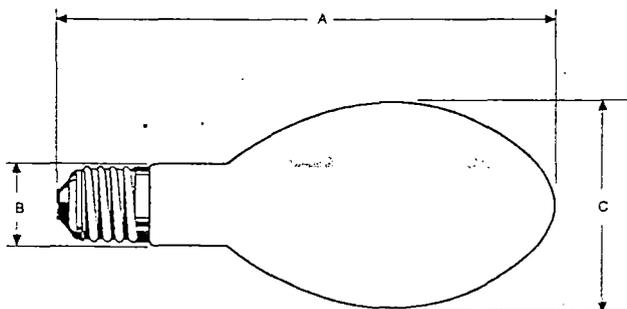
3) Número de minutos después de los cuales la lámpara alcanza el 80% de su flujo normal

4) Vidrio normal

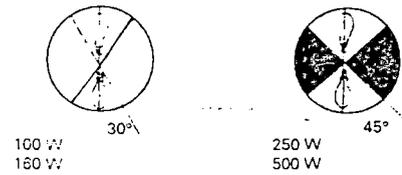
5) Vidrio duro

Dimensiones (mm)

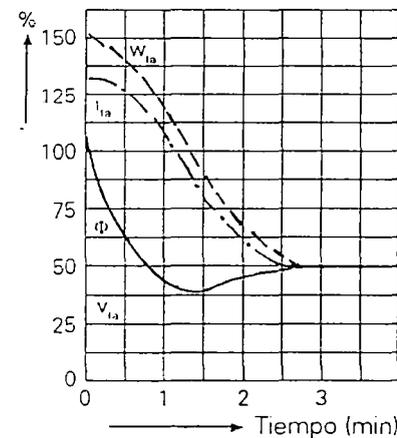
Tipo	Casquillo	A	B	C	Peso g.
		Máx.	Máx.	Máx.	
ML 100 W	E27	156	35	72	52
ML 160 W	E27	177	43	77	90
	E40	186	43	77	110
ML 250 W	E40	227	53	92	170
ML 500 W	E40	292	58	122	260



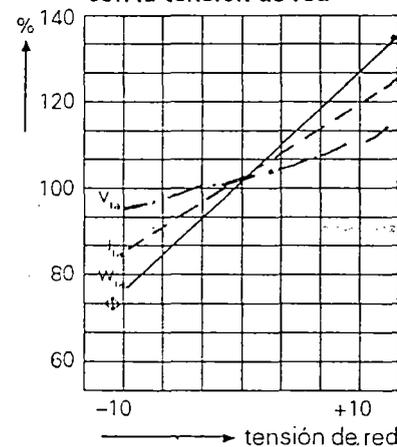
Posición de lámparas



Características durante el arranque



Variación de las características con la tensión de red

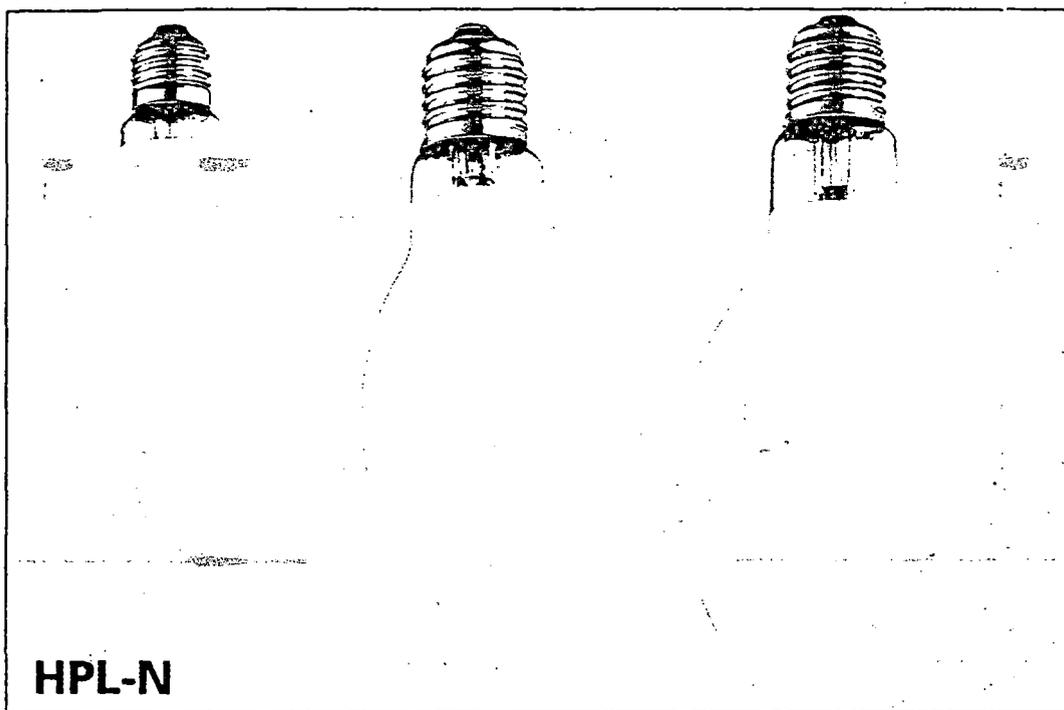


W_{la} = Potencia de lámpara
 I_{la} = Corriente de lámpara
 Φ = Flujo luminoso
 V_{la} = Voltaje de lámpara



PHILIPS

Lámparas de vapor de mercurio a alta presión



Definición

Lámparas fluorescentes de vapor de mercurio a alta presión. Consisten en un tubo de descarga de cuarzo situado en el interior de una ampolla ovoide, recubierta interiormente. Es una fuente de luz de uso universal tanto para interiores como exteriores.

Descripción

La ampolla ovoide está recubierta interiormente con una capa de Vanadato de Itrio, la cual convierte las radiaciones ultravioletas de luz visible en la parte roja del espectro, donde es necesaria, obteniéndose así una buena calidad de color.

Las lámparas están diseñadas con uno o dos electrodos auxiliares, los cuales en conjunto con los dos principales, aseguran un rápido y seguro encendido.

El tubo de descarga de cuarzo contiene una pequeña cantidad de mercurio y un gas para facilitar el arranque.

Como el mercurio tiene que evaporarse, la lámpara necesita algunos minutos antes de emitir su flujo total.

Ventajas

Alta eficacia luminosa

Larga vida

- Arranque seguro aún en condiciones desfavorables.

- Fuente de luz económica

- Apariencia de color agradable

Aplicaciones

- Alumbrado público

- Fábricas

- Garajes

- Areas de Parqueo, etc.

Balastos

(Ver hojas correspondientes)

Temperaturas

Máx. temperatura admitida en el casquillo E - 27: 200°C

E - 40: 250°C

Máxima temperatura admitida en la ampolla : 350°C

Posición de funcionamiento

Universal

Datos Técnicos

Tipo	Casquillo	Mínima tensión de cebado ¹		Tensión de lámpara ²	Corriente de lámpara ²	Mínima tensión de red para funcionamiento estable
		20°C	-18°C			
HPL-N 50W ⁴	E27	180	210	95	0.60	198
HPL-N 80W ⁴	E27	180	210	115	0.80	198
HPL-N 125W ⁵	E27	180	210	125	1.15	198
	E40					
HPL-N 250W ⁵	E40	180	210	135	2.13	198
HPL-N 400 W ⁵	E40	180	210	140	3.25	198
HPL-N 700 W ⁵	E40	180	210	145	5.40	198
HPL-N 1000 W ⁵	E40	180	210	145	7.50	198
HPL-N 2000 W ⁵	E40	310	345	270	8.00	342

Tipo	Casquillo	Flujo luminoso ²	Porcentaje de rojo	Luminancia media	Tiempo de encendido ³
HPL-N 50W ⁴	E27	2000	13.5	4.5	5
HPL-N 80W ⁴	E27	3800	13.0	5.0	4
HPL-N 125 W ⁴	E27	6300	12.5	9.0	4
	E40				
HPL-N 250 W ⁵	E40	13500	12.0	10.0	4
HPL-N 400 W ⁵	E40	23000	12.0	11.5	4
HPL-N 700 W ⁵	E40	42000	10.5	15.0	4
HPL-N 1000 W ⁵	E40	60000	10.0	18.0	4
HPL-N 2000 W ⁵	E40	125000	10.0	26.0	4

1) A 0 horas

2) Después de 100 horas

3) Número de minutos después de los cuales la lámpara emite el 80% de su flujo luminoso

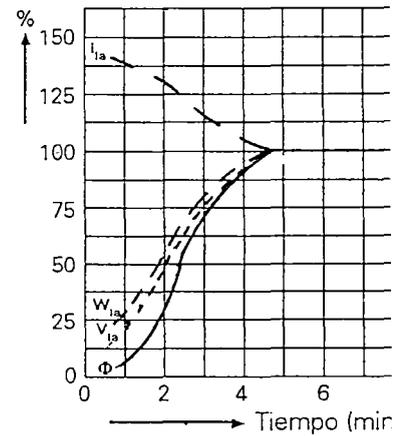
4) Vidrio normal

5) Vidrio duro

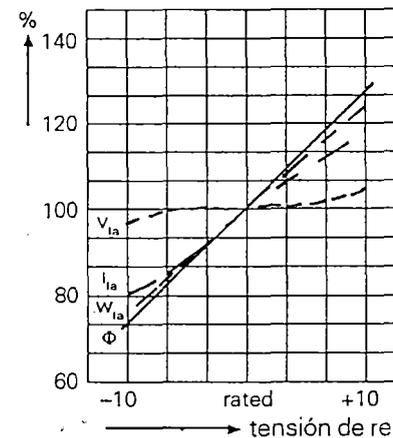
Dimensiones (mm)

Tipo	Casquillo	A	B	C	Peso g.
		Máx.	Máx.	Máx.	
HPL- N 50W	E27	129	35	56	46
HPL- N 80W	E27	156	40	72	55
HPL- N 125	E27	177	43	77	90
	E40	186	43	77	110
HPL- N 250W	E40	227	53	92	170
HPL- N 400W	E40	227	53	92	170
HPL- N 700W	E40	329	55	142	380
HPL- N 1000W	E40	400	60	168	550
HPL- N 2000W	E40	445	70	185	650

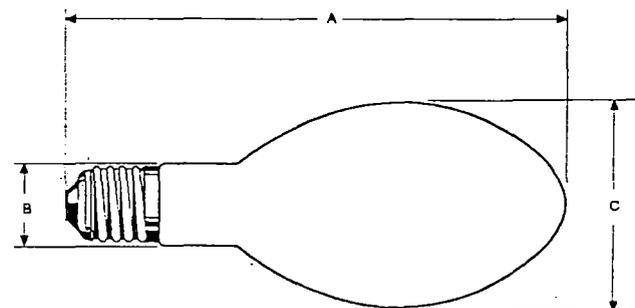
Características durante el arranque



Variación de las características con la tensión de red



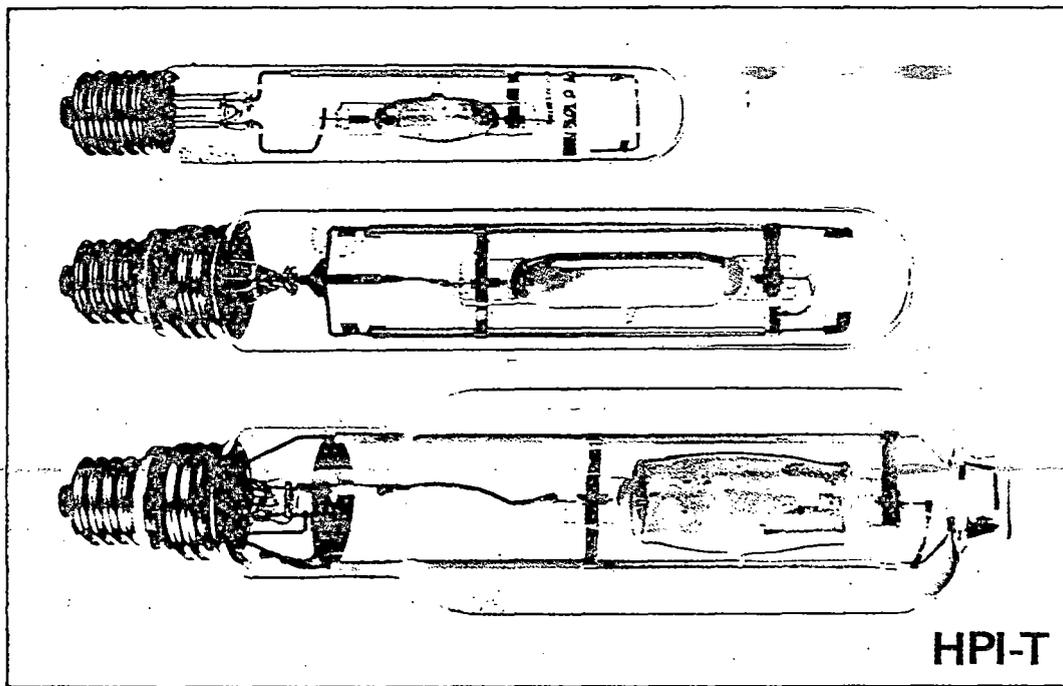
W_{la} = Vatiaje de lámpara
 I_{la} = Corriente de lámpara
 Φ = Flujo luminoso
 V_{la} = Voltaje de lámpara



PHILIPS

Philips Alumbrado

Lámparas de mercurio a alta presión con halogenuros HPI- T



Definición

Las lámparas de descarga con halogenuros metálicos para uso interior y en exterior tienen aditivos de yoduros, talio y sodio junto con mercurio, en el tubo de descarga. Este se monta en el interior de una ampolla tubular de vidrio duro.

Descripción

Básicamente, las lámparas HPI - T, funcionan con el mismo principio que todas las lámparas de descarga. Con el fin de conseguir una fuente de luz con un excelente rendimiento de color, combinada con una alta eficacia, el tubo de descarga contiene diversos componentes halógenos, los cuales producen el efecto de incrementar la intensidad en las tres bandas espectrales correspondientes al azul, verde y amarillo - rojo. Consecuentemente, la apariencia de color y el rendimiento de color se mejora y la eficacia luminosa se incrementa considerablemente.

Cuando se utiliza en sistemas ópticos apropiados, se consigue una alta eficacia y exacto control del haz de luz.

El espectro de las lámparas con halogenuros cumple con los requerimientos para filmar o televisar en color. Estas lámparas son especialmente adecuadas para el alumbrado de espectáculos para televisar en color.

Características de la lámpara

- Alta eficacia luminosa
- Excelente rendimiento de color
- Segura y de larga vida

Aplicaciones

- Iluminación para TV color
- Iluminación de campos deportivos
- Iluminación de fachadas
- Iluminación industrial
- Irradiación de plantas

Balastos e ignitores

Las lámparas de vapor de mercurio con halogenuros precisan balastos de alta calidad para su correcto funcionamiento e ignitores que aseguren su encendido.

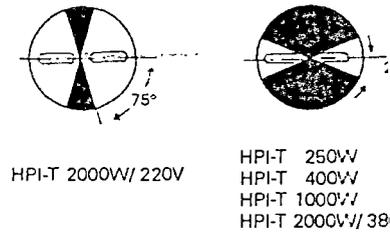
Temperaturas

Máxima temperatura admitida en el casquillo: 250° C para 400 W
300° C para 1000 W
300° C para 2000 W
Máxima temperatura admitida en el bulbo: 600° C

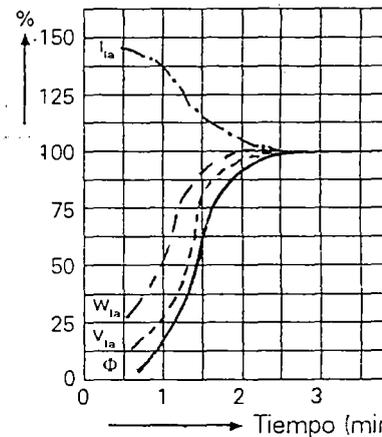
Datos Técnicos

Tipo	Casquillo	Mínima tensión de red para arranque ¹		Tensión de lámpara ^{2,4} V	Corriente de lámpara ^{2,4} A
		+20° V	-18°C		
HPI-T 250 W	E 40	200	200	125	2.10
HPI-T 400 W	E 40	200	200	125	3.40
HPI-T 1000 W	E 40	200	200	130	8.25
HPI-T 2000 W/220	E 40	200	200	135	16.50
HPI-T 2000 W/380	E 40	330	340	240	8.60

Posición de lámparas



Características durante el arranque

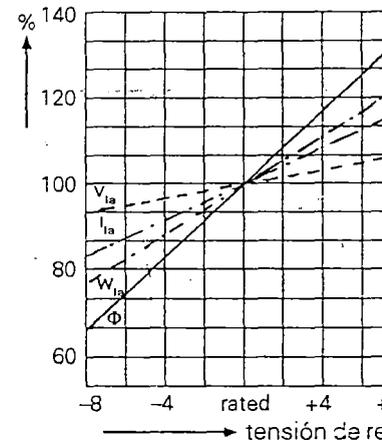


- 1) A 0 horas
- 2) Después de 100 horas de encendido
- 3) Número de minutos después de los cuales la lámpara emite el 80% de su flujo luminoso
Las propiedades de su rendimiento luminoso se alcanza después de 10 - 15 minutos
- 4) Medidas a tensión nominal y con balasto de referencia

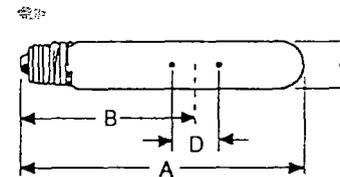
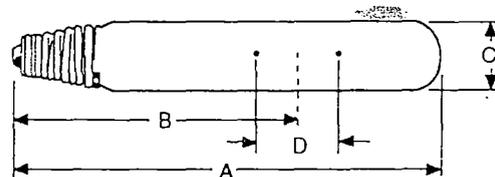
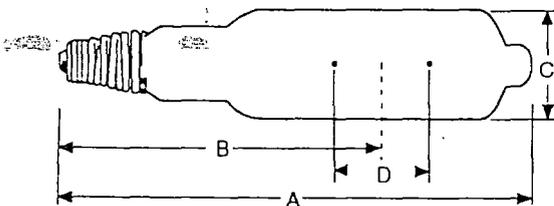
Dimensiones (mm)

Tipo	A	B	C	D	Fig.
	máx.	nom.	máx.	nom.	
HPI-T 250W	257	158	48	30	3
HPI-T 400W	283	175	48	41	3
HPI-T 1000W	382	240	67	80	2
HPI-T 2000W/220	430	290	103	85	1
HPI-T 2000W/380	430	260	103	135	1

Variación de las características con la tensión de red

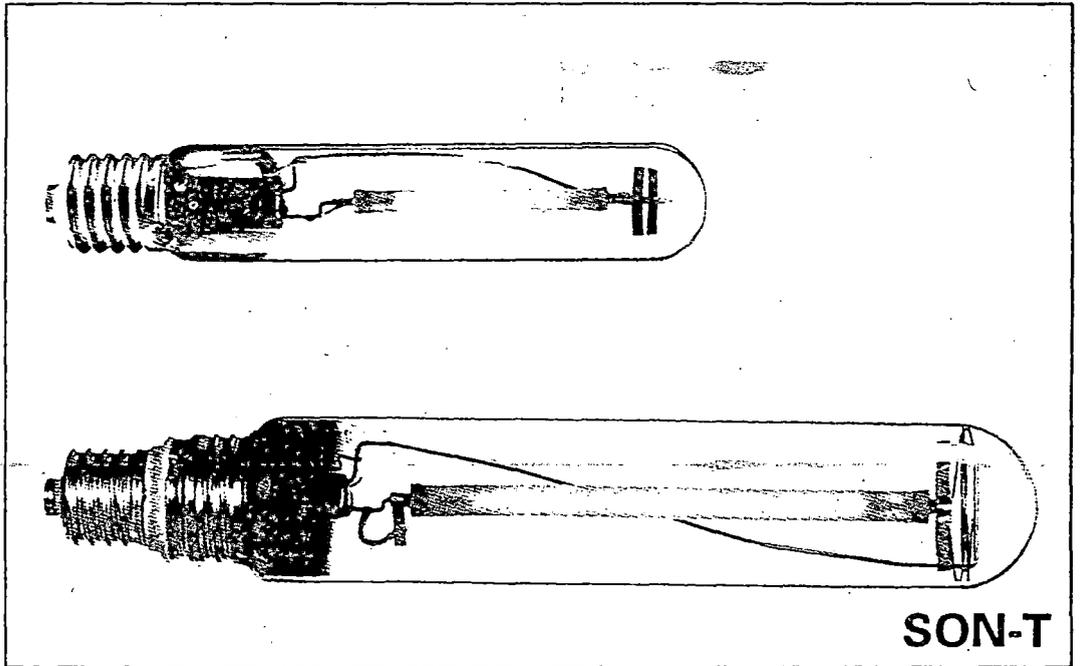
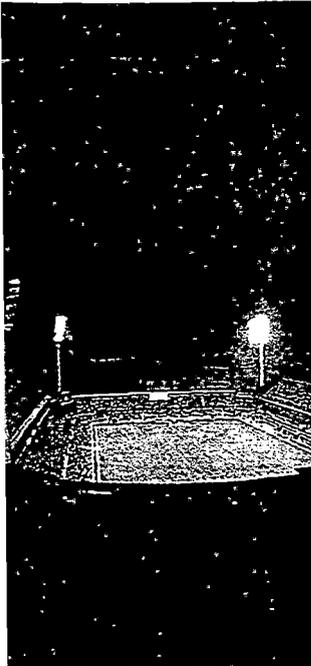


W_{ia} = Vatiaje de lámpara
 I_{ia} = Corriente de lámpara
 Φ = Flujo luminoso
 V_{ia} = Voltaje de lámpara



PHILIPS

Lámparas vapor de sodio a alta presión SON-T



Las lámparas SON-T de vapor de sodio a alta presión tienen una forma tubular y están indicadas para uso en exteriores e interiores.

Contienen un tubo de descarga de óxido de aluminio sinterizado. Este tubo está alojado en una ampolla de vidrio, duro, claro, en cuyo interior se ha practicado el vacío.

Descripción

Un rasgo característico de esta lámpara es su posición UNIVERSAL DE FUNCIONAMIENTO. Esto se ha logrado por medio de un método especial de sellado del tubo de descarga y de la posición de los electrodos.

Debido a la alta presión del sodio, la lámpara tiene alta eficacia luminosa y buena apariencia de color.

La ampolla tubular clara, hace que esta fuente de luz sea muy adecuada para utilizarse en sistemas especialmente diseñados.

Ventajas adicionales

Larga vida

- Excelente mantenimiento del flujo luminoso
- Funcionamiento seguro y estable

Aplicaciones

- Alumbrado público
- Areas de parqueo
- Aeropuertos
- Fachadas y monumentos
- Alumbrado industrial
- Irradiación de plantas

Balastos e ignitores

(Ver hojas correspondientes)

Posición de funcionamiento

Universal

Temperaturas

Máx. temperatura permisible en el casquillo : 250°C

Máx. temperatura permisible en la ampolla : 450°C

Datos Técnicos

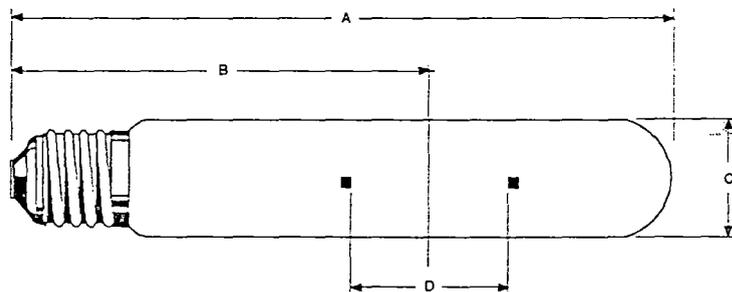
Tipo	Casquillo	Mínima tensión de red para arranque		Tensión de lámpara ²	Corriente de lámpara ²
		V ¹	-18°C ⁴		
SON - T 70W E	E27/30	190	200	86	1.00
SON - T 150W	E40/45	170	200	100	1.80
SON - T 250W	E40/45	170	200	100	3.00
SON - T 400W	E40/45	170	200	100 ⁵	4.30
SON - T 1000W	E40/80X50	170	200	100 ⁵	10.3

Tipo	Mínima tensión de red para funcionamiento estable	Corriente de arranque	Flujo luminoso ²	Luminancia media	Tiempo de encendido ³
V ¹	V	A	lm	cd/cm ²	minutos
SON - T 70W E	200	1.35	5.900	300	5
SON - T 150W	200	2.40	14.500	410	5
SON - T 250W	200	4.50	27.500	500	5
SON - T 400W	200	6.50	48.000	660	5
SON - T 1000W	200	14.00	125.000	690	6

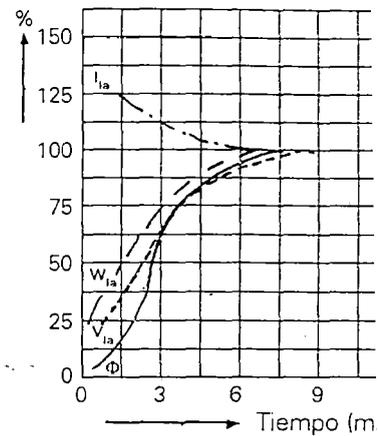
- 1) A 0 horas
- 2) Después de 100 horas de encendido
- 3) Número de minutos después de los cuales la lámpara emite el 90% de su flujo total
- 4) Con tensión nominal encienden hasta con temperatura de -30° C.
- 5) Con esa tensión de arco, una lámpara de 400W consume 392W (IEC) y la de 1,000 W consume 960 W.

Dimensiones (mm)

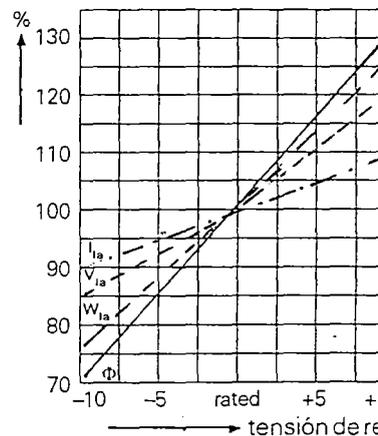
Tipo	Casquillo	A máx.	B nom.	C máx.	D nom.	Peso g.
SON-T 70W E	E40	156	102	38	41	55
SON-T 150W	E40/45	211	132	48	58	170
SON-T 250W	E40/45	257	158	48	65	195
SON-T 400W	E40/45	283	175	48	85	200
SON-T 1000W	E40/80X50	390	240	67	148	460



Características durante el arranque



Variación de las características con la tensión de red

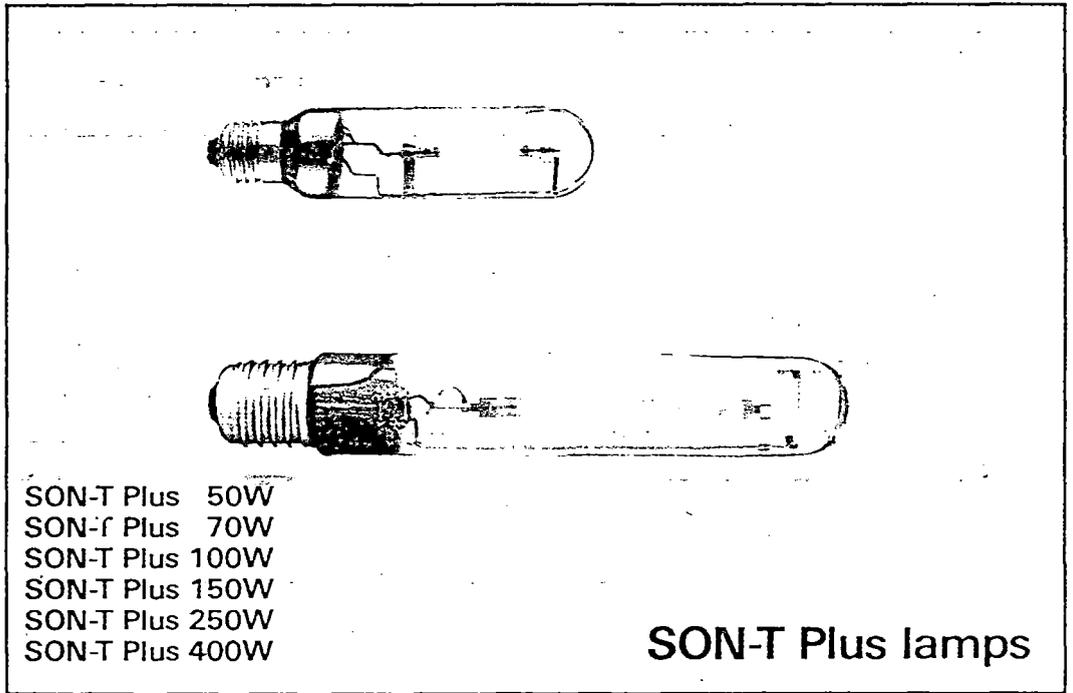


W_{la} = Vatiage de lámpara
 I_{la} = Corriente de lámpara
 Φ = Flujo luminoso
 V_{la} = Voltaje de lámpara



PHILIPS

Lámparas vapor de sodio a alta presión SON-T PLUS



Definición

son lámparas de vapor de sodio de alta presión, que usan gas sódico y xenón de alta presión como gas de encendido. Están diseñadas para uso en exteriores e interiores, con tubo de descarga de aluminio sinterizado, encerrado en un bulbo tubular transparente.

Aplicación

Áreas Públicas.
Áreas de Parqueo.
Reflectores.
Iluminación Industrial.
Iluminación Deportiva.

Características

Debido al sodio y al xenón de alta presión, la lámpara tiene una alta eficacia luminosa y una buena apariencia de color. El incremento en la presión de xenón resulta en una menor sensibilidad a las fluctuaciones de voltaje. El bulbo exterior tubular y transparente, hace que esta fuente de luz sea altamente aconsejable para ser usada en sistemas ópticos de diseño especial. Otros atributos son su larga vida económica, excelente mantenimiento de iluminación, y operación estable y confiable.

Instalación

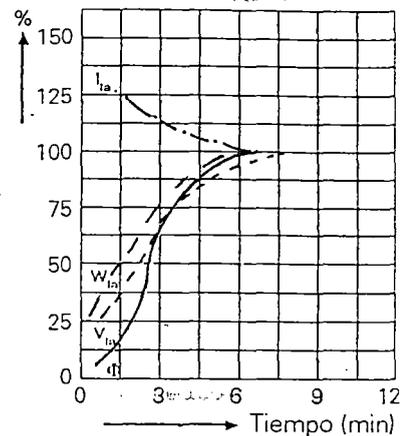
Estas lámparas requieren de balastos de alta calidad para operación óptima, así como ignitores para asegurar un encendido confiable.

Datos Técnicos

Tipo	Casquillo	Min. Tens. de red para el arranque	Tensión de lámpara ²	Corriente de lámpara ²	Tens. de red para operación estable	Corriente de arranque	Flujo luminoso	Luminancia media	Tiempo de encendido
		V	V	A	V	A	lm	cd/cm ²	
SON-T Plus 50W	E27	198	86	0.76	200	1.08	4.600	350	5
SON-T Plus 70W	E27	198	86	1.00	200	1.35	6.800	340	5
SON-T Plus 100W	E40	198	100	1.20	200	2.70	11.000	500	5
SON-T Plus 150W	E40	198	100	1.80	200	2.40	16.000	450	5
SON-T Plus 250W	E40	198	100	3.00	198	2.30	31.500	610	5
SON-T Plus 400W	E40	198	100	4.50	198	3.60	55.000	790	5

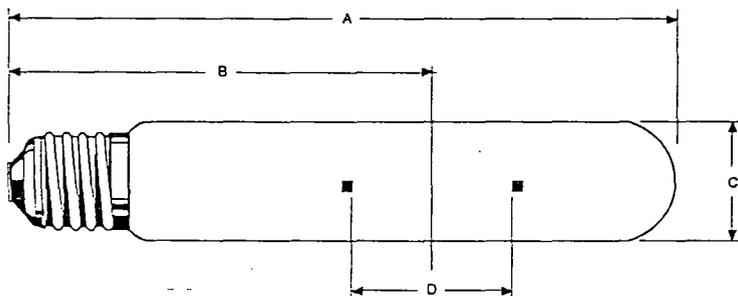
- 1) A 0 horas
- 2) Después de 100 h. de funcionamiento
- 3) N^o de minutos después de los cuales la lámpara emite el 80% de su flujo total

Características durante el arranque

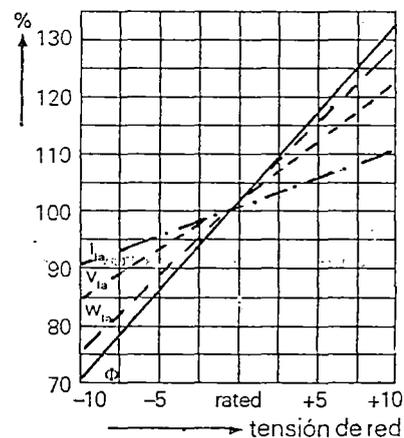


Dimensiones (mm)

Modelo	A	B	C	D
	máx.	nom.	máx.	nom.
SON-T Plus 50W	159	105	38	35
SON-T Plus 70W	159	105	38	35
SON-T Plus 100W	211	132	48	41
SON-T Plus 150W	211	132	48	58
SON-T Plus 250W	257	158	48	65
SON-T Plus 400W	238	175	48	85



Variación de las características con la tensión de red

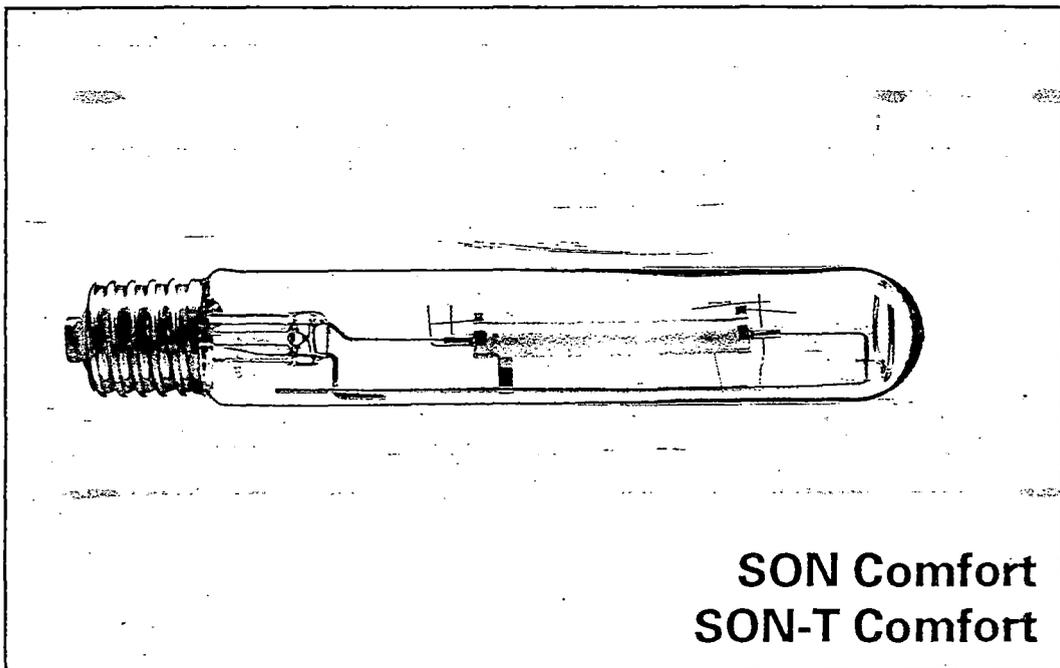


W_{la} = Vatiage de lámpara
 I_{la} = Corriente de lámpara
 Φ = Flujo luminoso
 V_{la} = Voltaje de lámpara



PHILIPS

Lámparas SON Comfort y SON-T Comfort



SON Comfort
SON-T Comfort

Introducción

El rango de lámparas SON Comfort se encuentra disponible en dos versiones; ovoide recubierta y tubular transparente. Este tipo de lámparas ofrece características que cumplen los requerimientos de aplicaciones donde la calidad de luz y bajos costos de operación juegan un rol importantísimo.

Ámbitos de aplicación

Iluminación urbana: Donde un cálido y agradable color de luz, combinado con un flujo luminoso y bajo consumo de energía es necesario; por ejemplo: parques, plazas, áreas residenciales.

Iluminación decorativa exterior: Donde la iluminación puede crear imagen y vida en los monumentos, fachadas y edificios históricos.

Iluminación industrial: Para un alto nivel de iluminación, con un buen rendimiento de color a bajo costo.

- Centros comerciales: Para crear un ambiente cálido con buen rendimiento de color, usando una solución de iluminación económica.
- Iluminación deportiva: Proveyendo de calidad en color y buen nivel de iluminación a bajo costo.

Características

Buen rendimiento de color (Ra 65).
Color de luz cálido (temperatura de color: 2150 K)
Bajo costo de operación.
Alta eficiencia (88 lm/w)

Instalación

Las lámparas SON (T) Comfort requieren de balastos de alta calidad para operación óptima, así como ignitores para asegurar un encendido confiable.

Datos Técnicos

Tipo	Casquillo	Mín. tens. de red para el arranque ¹		Mín. tens. de red para operación estable	
		+ 20 °C	-18 °C		
SON Comfort 150W	E40/45				
SON-T Comfort 150W	E40/45				
SON Comfort 250W	E40/45	-10%	-9%	-9%	
SON-T Comfort 250W	E40/45				
SON Comfort 400W	E40/45				
SON-T Comfort 400W	E40/45				

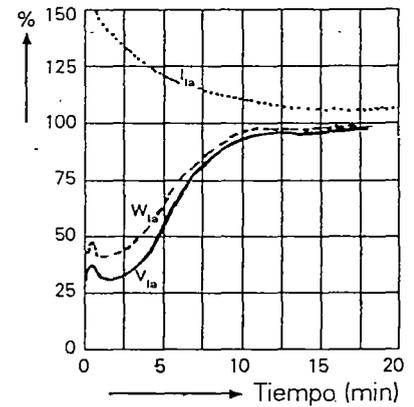
Tipo	Tensión de lámpara ²	Corriente de lámpara ²	Corriente de arranque	Flujo luminoso	Luminancia media	Tiempo de encendido ³
	V	V	A	lm	cd/cm ²	
SON Comfort 150W	100	1.8	2.7	12 250	9.50	6
SON-T Comfort 150W	100	1.8	2.7	12 700	490	6
SON Comfort 250W	100	3.0	4.5	22 000	17	6
SON-T Comfort 250W	100	3.0	4.5	23 000	520	6
SON Comfort 400W	105	4.5	6.5	34 000	17	6
SON-T Comfort 400W	100	4.5	6.5	35 000	550	6

- 1) A 0 horas
- 2) Después de 100 h de funcionamiento
- 3) N° de minutos después de los cuales la lámpara emite el 80% de su flujo total

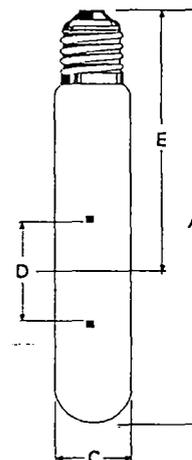
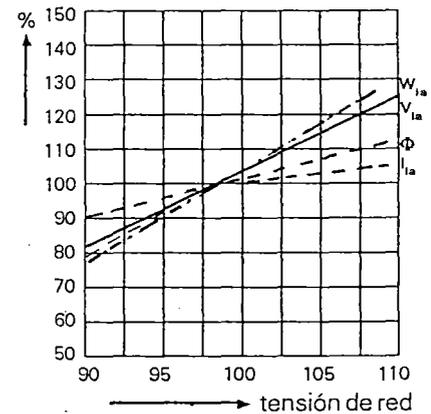
Dimensiones (mm)

Tipo	A	B	C	D	E
	máx.	nom.	máx.	nom.	nom.
SON Comfort 150W	227	53	92	-	-
SON Comfort 250W	227	53	92	-	-
SON Comfort 400W	292	58	122	-	-
SON-T Comfort 150W	211	-	48	58	132
SON-T Comfort 250W	257	-	48	65	158
SON-T Comfort 400W	283	-	48	85	175

Características durante el arranque



Variación de las características con la tensión de red

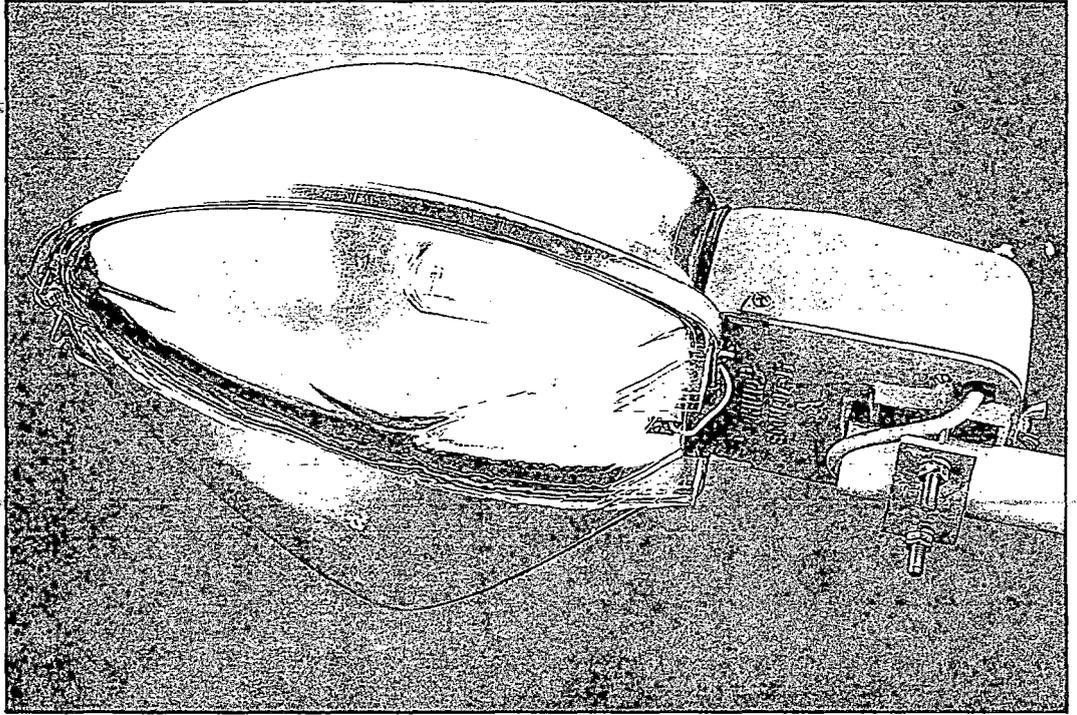


W_{la} = Vatiage de lámpara
 I_{la} = Corriente de lámpara
 Φ = Flujo luminoso
 V_{la} = Voltaje de lámpara



PHILIPS

Luminarias ECOM HPLN 80/E27, HPLN 125/E27 HPLN 125/E40, SON 70/E27



Definición

Luminaria de alumbrado público para lámparas de mercurio a alta presión HPLN 80, HPLN 125 y lámpara de sodio alta presión SON 70 y 150W.

Descripción

Cuerpo de aluminio fuerte y liviana, resistente a la polución. Cubierta acrílica transparente y hermética que protege el sistema óptico contra la corrosión y la acumulación de polvo y suciedad. Además mantiene la distribución fotométrica y el rendimiento por mucho más tiempo.

Sistema óptico de 1.2 mm. de espesor; separado del compartimiento del equipo auxiliar, lo que permite un mayor tiempo de vida de los componentes, al desarrollar menor temperatura.

Sistema de fijación regulable al pastoral mediante mordaza, que asegura una firme posición de la luminaria.

Diseño aerodinámico resistente a la fuerza del viento y a las vibraciones causadas por el tránsito vehicular.

Equipo auxiliar cableado listo para su instalación.

Cumple con normas nacionales e internacionales.

- Portalámpara anti-vibrante cuando se requiera.

Clasificación

Compartimiento de la lámpara: IP 65

Compartimiento del equipo auxiliar: IP 64

Cumple con IEC 598.

Distribución: Tipo II, Corto, Haz semi-recortado

Sistema óptico

- Fácil acceso a la lámpara para su reposición
- La cubierta protectora se abre sin uso de herramientas permaneciendo suspendida durante el mantenimiento.

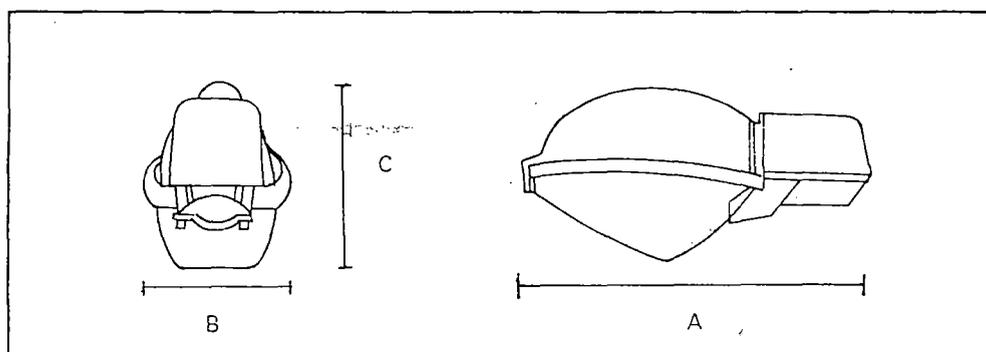
Equipo auxiliar de Encendido

- Montado sobre placa removible
- De fácil acceso mediante perno tipo mariposa.

Facilidad de instalación

- Montaje horizontal entre 0° y +20°
- Embone horizontal regulable de 32mm. a 48mm. de diámetro y 80 mm de penetración.

TIPO	PARA LAMPARA	CLASIFICACION FOTOMETRICA			PESO (kg)
		DISTRIBUCION LONGITUDINAL	DISTRIBUCION TRANSVERSAL	GRADO DE APANTALLAMIENTO	
ECOM-80 E 27	HPLN 80W E 27	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	3.50
ECOM 125 E 27	HPLN 125W E 27	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	3.65
ECOM 70 E 27	SON 70W E 27	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	3.70
ECOM 150 E 40	SON-T 150W E 40	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	4.95
* ECOM-F 125 E 40	HPL-N 125W E 40	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	3.90
* ECOM-F 70 E 27	SON-T Plus 70W E 27	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	4.05
* ECOM-F 150 E 40	SON-T Plus 70W E 27	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	5.10

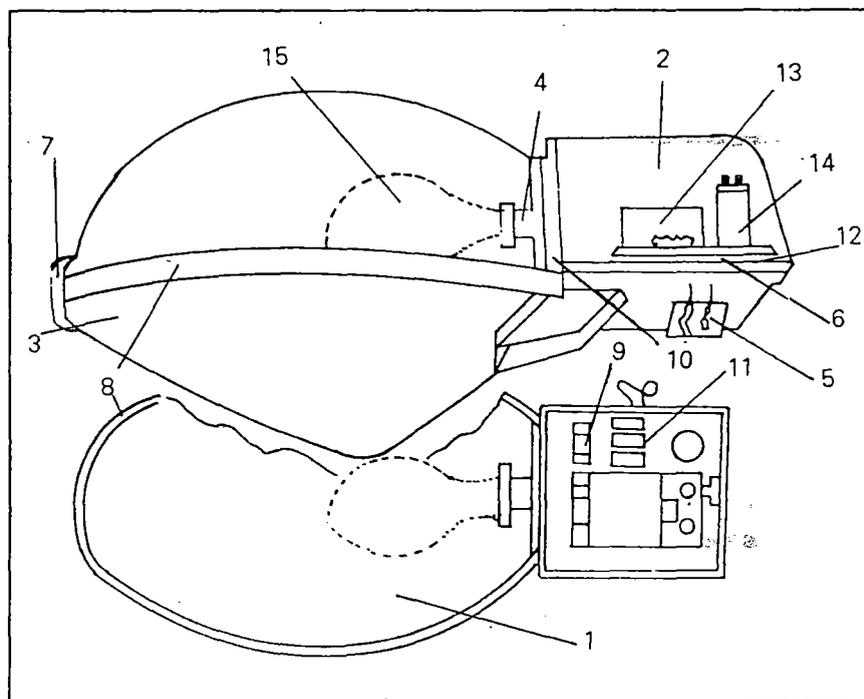


DIMENSIONES:	
A Largo:	510
B Ancho:	260
C Alto:	260

* Equipos técnicamente aceptables por EDELNOR S.A. y LUZ DEL SUR S.A. Incluyen fusibles y portafusible, y en sodio, ignitor de parada automática.

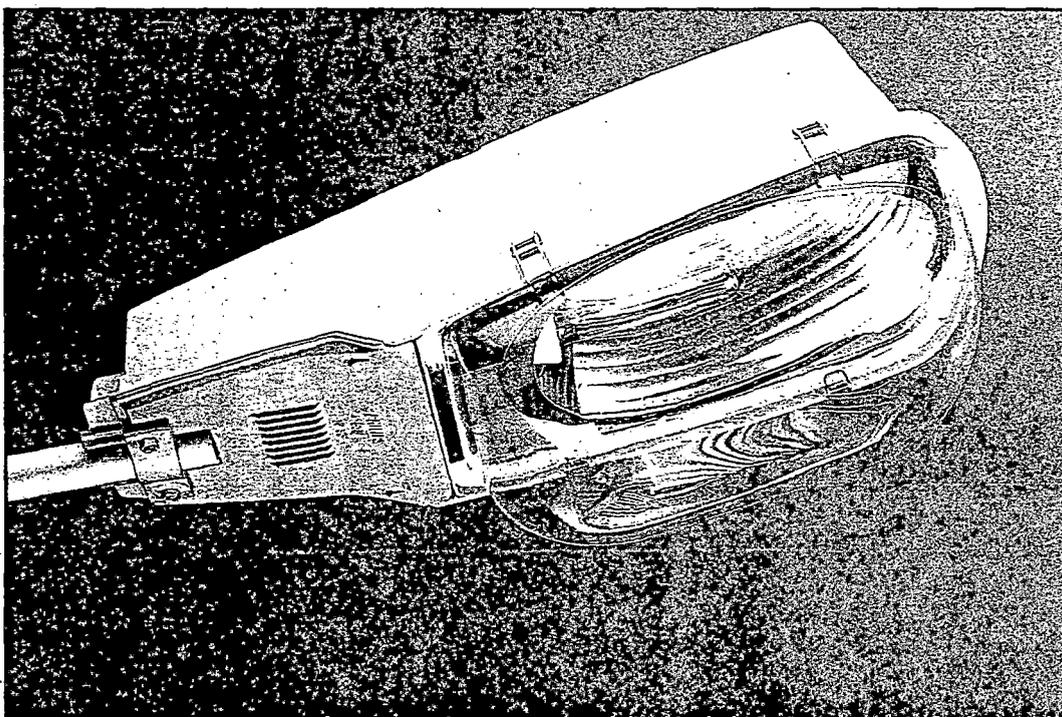
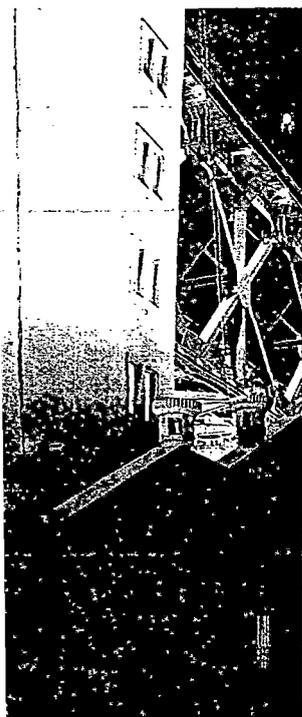
PARTES Y PIEZAS

- 1 Carcasa, de plancha de aluminio embutido de 1.2 mm de espesor y anodizado de 10 micrones.
- 2 Compartimiento portaequipo de poliéster reforzado con fibra de vidrio.
- 3 Cubierta sistema óptico, de metacrilato o policarbonato inyectado.
- 4 Portalámpara de cerámica, anti-vibrante.
- 5 Mordaza, regulable para fijación de pastoral.
- 6 Placa porta-equipo, de aluminio fundido.
- 7 Clips de acero inoxidable.
- 8 Empaquetadura de elastómeros, clase térmica 75°C.
- 9 Prensa cable.
- 10 Cordón de sujeción de cubierta sistema óptico.
- 11 Block de conexión.
- 12 Perno de ajuste, cabeza tipo mariposa.
- 13 Balasto.
- 14 Condensador.
- 15 Lámpara.



PHILIPS

Luminarias de alumbrado público H/SRC



Definición

Luminaria de alumbrado público de muy alta eficiencia para lámparas de mercurio o sodio a alta presión que permite obtener variados niveles de luminancia sin deslumbramiento.

Descripción

Carcasa de poliestere reforzada con fibra de vidrio, de peso liviano, resistente a la radiación ultravioleta y a la corrosión. Reflectores de aluminio de alta pureza para un perfecto control óptico químicamente anodizados con protección adicional. Armadura soporte de la luminaria de aluminio fundido.

Placa porta-equipo de fierro galvanizado sobre la que va montado el equipo auxiliar, desmontable en bloque.

Distribución luminosa y control del deslumbramiento de acuerdo a la norma nacional e internacional.

Portalámpara de cerámica E-40 antivibratorio con contactos de bronce.

Cubierta del sistema óptico transparente con alto factor de transmisión de luz, a prueba de vandalismo. La cubierta está fijada al sistema óptico mediante clips de acero inoxidable.

Elastómero que asegura un eficiente hermetismo del sistema óptico de la luminaria por un considerable número de años.

Cableado interior resistente a picos de tensión y elevadas temperaturas.

- Partes metálicas expuestas al exterior de acero inoxidable.
- Embone externo regulable.

Aplicaciones

- Vías principales
- Vías secundarias
- Vías rurales

Clasificación

Compartimiento de la lámpara : IP 65

Compartimiento del equipo auxiliar : IP 63

La luminaria cumple con IEC 598

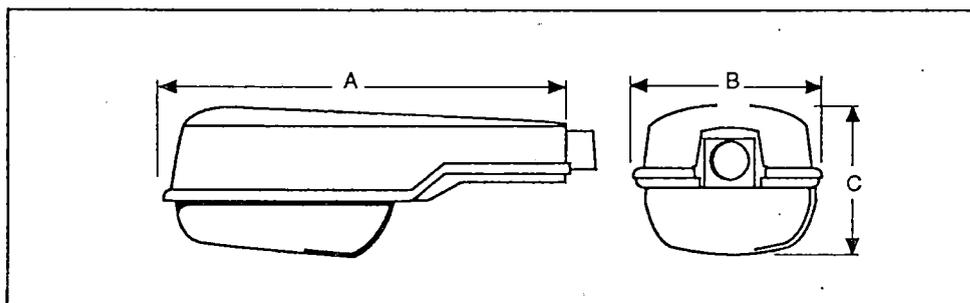
Facilidad de instalación y mantenimiento

Para propósitos de reposición e inspección, la cubierta del sistema óptico puede ser fácilmente descolgada accionando los clips pero la misma también puede ser removida completamente para limpieza o reemplazo. Asimismo, posee dos seguros de aluminio que evitan que la cubierta del sistema óptico pueda caerse al efectuar el recambio de lámparas.

El equipo auxiliar de encendido está fijado a una placa porta-equipo, la cual es fácil de instalar y remover mediante el destornillado de 4 pernos y desconectando la bornera.

El montaje se efectúa en un pastoral de 42 mm., 48 mm. ó 60 mm. de diámetro y 110 mm. de penetración mediante mordaza regulable.

TIPO	PARA LAMPARA	CLASIFICACION FOTOMETRICA			PESO (kg)
		DISTRIBUCION LONGITUDINAL	DISTRIBUCION TRANSVERSAL	GRADO DE APANTALLAMIENTO	
SRC 510/150 E40	SONT 150W E40	Corta	Tipo II	Haz recortado	6.55
SRC 515/250 E40	SONT 250W E40	Media	Tipo II	Haz semi-recortado	10.65
SRC 511/400 E40	SONT 400W E40	Media	Tipo III	Haz semi-recortado	11.40
HRC 515/250 E40	HPL-N 250W E40	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	9.47
HRC 511/400 E40	HPL-N 400W E40	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	10.48
SRC 510-I/150 E40	SONT 150W E40	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	6.80
SRC 515-I/250 E40	SONT 250W E40	Media	Tipo II	Haz semi-recortado	10.90
* SRC 510-F 150 E40	SON-T 150W E40	Corta	Tipo II	Haz semi-recortado	6.90
* SRC 515-F 250 E40	SON-T 250W E40	Media	Tipo II	Haz semi-recortado	11.25

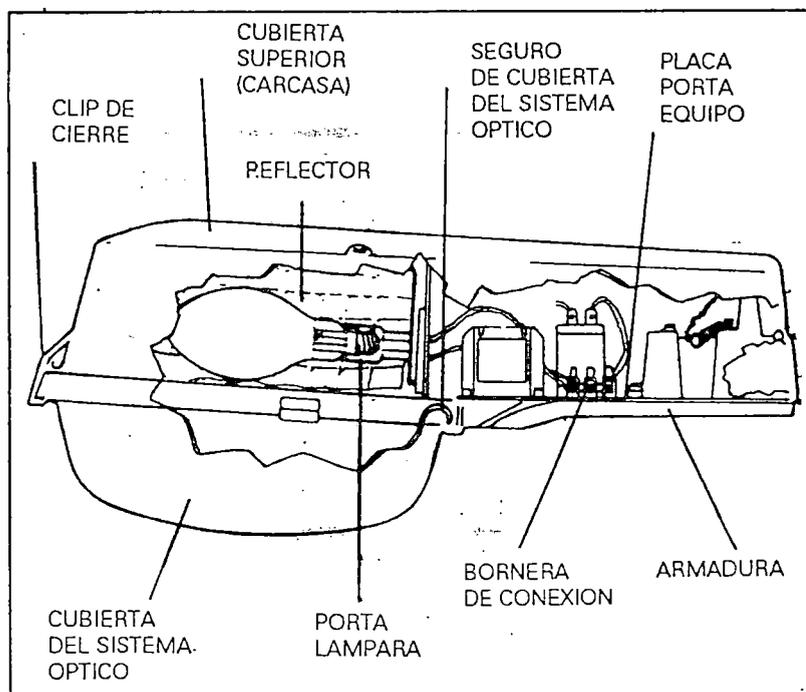


DIMENSIONES:	A	B	C
HRC 510	578	295	250
HRC 511	798	425	316
HRC 515	780	390	310

* Equipos técnicamente aceptados por EDELNOR S.A. y LUZ DEL SUR S.A.
Incluyen ignitor de parada automática y portafusible y fusibles.

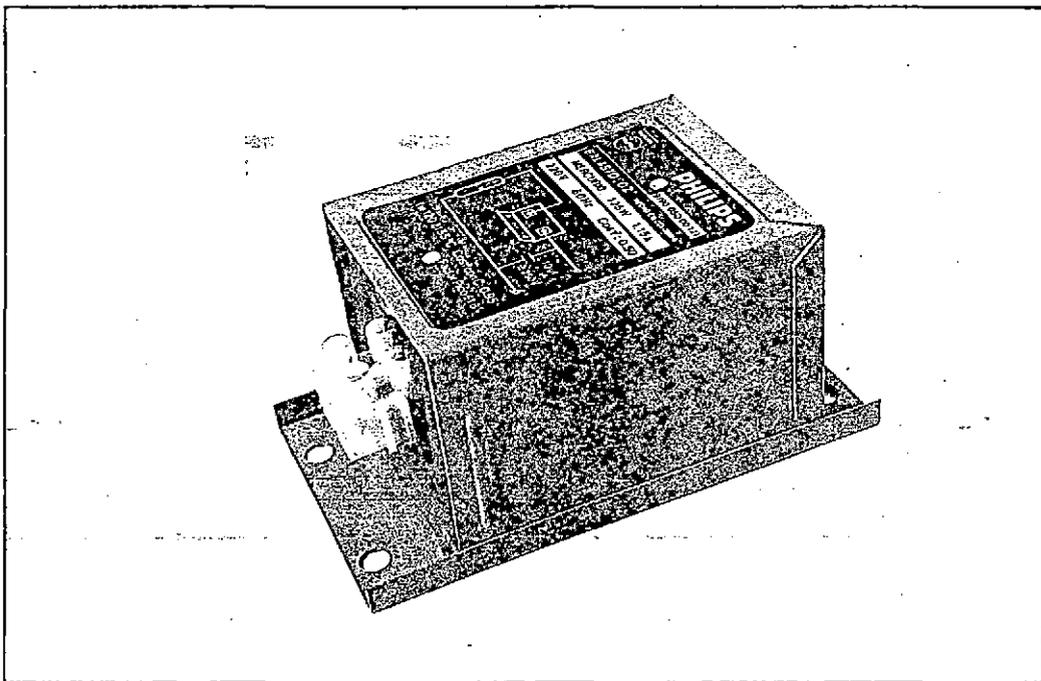
PARTES Y PIEZAS

- 1 Portalámpara antivibratorio
- 2 Cubierta superior (carcaza)
- 3 Cubierta del sistema óptico
- 4 Clips de cierre
- 5 Empaquetadura de elastómero
- 6 Armadura
- 7 Reflector
- 8 Seguro de cubierta del sistema óptico
- 9 Placa porta-equipo
- 10 Bornera de conexión.



PHILIPS

Balastos para lámparas de descarga



Características generales

Las lámparas de descarga necesitan de un componente para limitar la corriente que pasa por el circuito y sus características deben ser adecuadas a los requisitos de las lámparas. Los balastos Philips para lámparas de vapor de mercurio, vapor de sodio de alta presión, proporcionan excelentes condiciones de encendido y operación.

Se fabrican en dos tipos:

Balastos ortocíclicos (RVM/RVS - OC) para lámparas de descarga de 400 W de alto y bajo factor de potencia.

Balastos (RVM/RVS) para lámparas de descarga de 700,

1000 y 2000 W (de bajo factor).

La cubierta exterior del balasto está fabricada de láminas de acero, protegida con esmalte anticorrosivo y acabados zincados. Balastos con cubierta exterior zincada o galvanizada pueden ser fabricados a pedido para el tipo ortocíclico de alto factor de potencia. Los balastos poseen láminas de hierro silicoso y enrollamiento de cobre esmaltado. Internamente el revestimiento está hecho con resina de poliéster, que proporciona una excelente disipación térmica.

Los balastos ortocíclicos (OC) poseen un enrollamiento especial del núcleo que permite la fabricación de balastos mucho más compactos y livianos.

FICHA TECNICA DE LOS BALASTOS PHILIPS TIPO REACTOR LINEA OZ DE SODIO

LAMPARA/POTENCIA TIPO DE LAMPARA (VOLTAJE) CORRIENTE DE LAMPARA	V A	SON (-T) 400W			SON (-T) 250W			SON (-T) 150W			SON (-T) 70W		
TAP	V	208	220	240	208	220	240	208	220	240	208	220	240
1. NORMAS DE FABRICACION		PHILIPS-IEC922/923 ICONTEC 2117/2118			PHILIPS-IEC922/923 ICONTEC 2117/2118			PHILIPS-IEC922/923 ICONTEC 2117/2118			PHILIPS-IEC922/923 ICONTEC 2117/2118		
3. TIPO		REACTOR			REACTOR			REACTOR			REACTOR		
4. TEMP. DE LOS AISLAMIENTOS (Tw)	°C	130°C			130°C			130°C			130°C		
5. VOLTAJE NOMINAL DE ENTRADA	V	208	220	240	208	220	240	208	220	240	208	220	240
6. FRECUENCIA	Hz	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
7. CONDENSADOR	µF	45	45	45	30	30	30	20	20	20	10	10	10
8. CORRIENTE DE ARRANQUE CON COND.	A	2.95	2.6	2.15	1.85	1.87	1.35	1.02	0.87	0.61	0.55	0.47	
9. CORRIENTE DE OPERACION CON C	A	2.2	2	1.9	1.4	1.28	1.23	0.83	0.80	0.76	0.44	0.40	0.37
10. PERDIDAS DEL BALASTO	W	33	35	37	23	25	27	17.0	18.5	19.5	10	10.6	12.5
11. FACTOR DE POTENCIA CON COND		>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90
12. VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO	V	208	220	240	208	220	240	208	220	240	208	220	240
13. FACTOR PICO DE CORRIENTE		<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8
14. ARRANCADORES RECOMENDADOS		S50 / SN58 / SN58T5			S50 / SN58 / SN58T5			S50 / SN58 / SN58T5			SN57 / SN57T5		
15. PULSO DE ARRANQUE	Kv	2.8 a 4.0			2.8 a 4.0			2.8 a 4.0			2.1		
16. VARIACION PERMISIBLE DE VOLTAJE		+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%
17. TIPO DE LAMINA MAGNETICA		ACERO SILICIO			ACERO SILICIO			ACERO SILICIO			ACERO SILICIO		
18. RIGIDEZ DIELECTRICA	V	3000 AC											
19. CLASE DE AISLAMIENTO		B			B			B			B		
20. DELTA T (TEMPERATURA)	°C	70	70	75	60	60	65	65	70	70	45	45	50
21. PESO DEL BALASTO	Kg.	4.1			3.10			2.12			1:42		
22. PLACA DE TIPO		ALUMINIO+REMACHE			ALUMINIO+REMACHE			ALUMINIO+REMACHE			ALUMINIO+REMACHE		
23. DIMENS. (BASE+ANCHO+ALTO)	mm.	160+94+79			155+84+70			125+84+70			120+70+58		
24. FIJACION		4 HUECOS DE 6.4 mm. EN LA BASE											
25. EFICIENCIA		92			91			89			87		



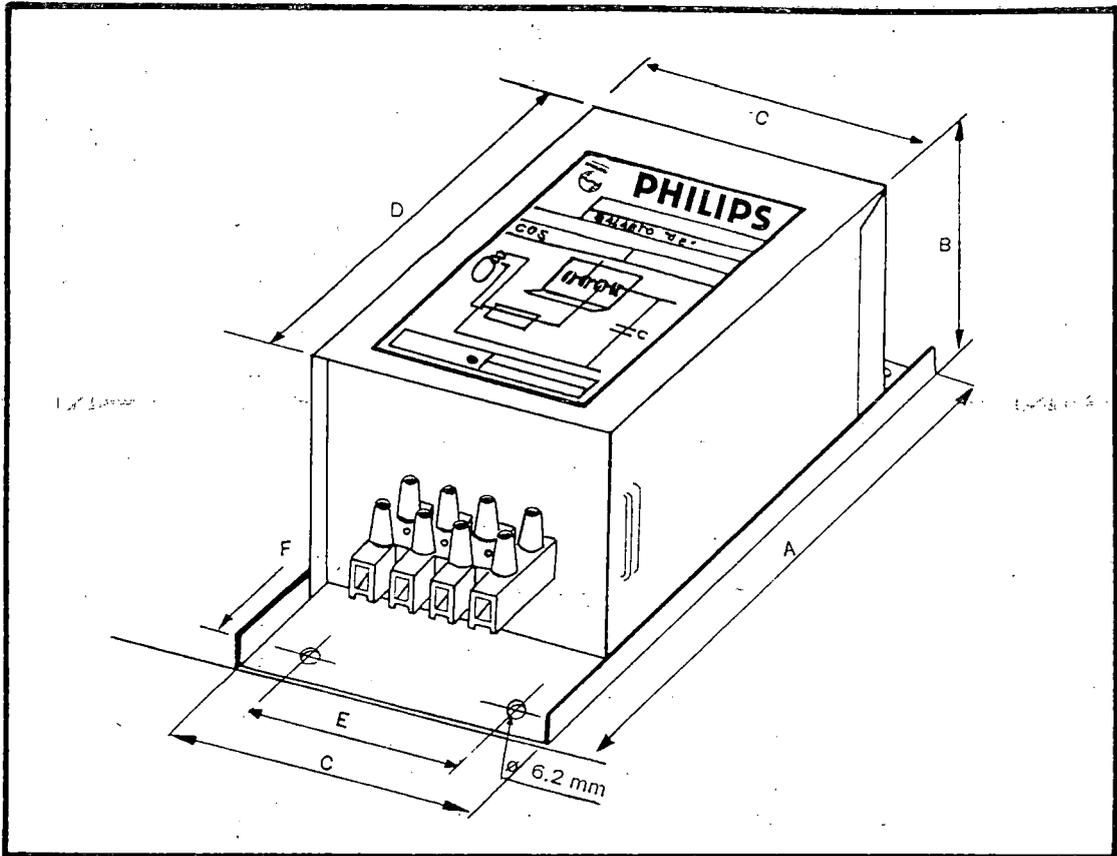
PHILIPS

Philips Alumbrado

FICHA TECNICA DE LOS BALASTOS PHILIPS TIPO REACTOR LINEA OZ DE MERCURIO

		HPL400W			HPL250W			HPL125W			HPL80W		
LAMPARA/POTENCIA		HPL400W			HPL250W			HPL125W			HPL80W		
TIPO DE LAMPARA (VOLTAJE)	V	135			130			125			115		
CORRIENTE DE LAMPARA	A	3.25			2.13			1.15			0.8		
TAP	V	208	220	240	208	220	240	208	220	240	208	220	240
I. NORMAS DE FABRICACION		PHILIPS-IEC922/923 ICONTEC 2069/2117 2118			PHILIPS-IEC922/923 ICONTEC 2069/2117 2118			PHILIPS-IEC922/923 ICONTEC 2069/2117 2118			PHILIPS-IEC922/923 ICONTEC 2069/2117 2118		
II. TIPO		REACTOR			REACTOR			REACTOR			REACTOR		
1. TEMP. DE LOS AISLAMIENTOS (T _w)	°C	130°C			130°C			130°C			130°C		
2. VOLTAJE NOMINAL DE ENTRADA	V	208	220	240	208	220	240	208	220	240	208	220	240
3. FRECUENCIA	Hz	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
4. CONDENSADOR	µF	30	30	30	20	20	20	10	10	10	8		
5. CORRIENTE DE ARRANQUE CON COND.	A	3.54	3.25	2.8	2.16	1.87	1.37	1.16	1.13	0.75	0.54		
6. CORRIENTE DE OPERACION CON C	A	2.09	2	1.85	1.33	1.28	1.14	0.69	0.65	0.59	0.43		
7. PERDIDAS DEL BALASTO	W	19.5	22	25	17	19	20	11.5	12.5	13.5	10		
8. FACTOR DE POTENCIA CON COND		>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90	>0.90		
9. VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO	V	208	220	240	208	220	240	208	220	240	208	220	240
10. FACTOR PICO DE CORRIENTE		<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8		
11. VARIACION PERMISIBLE DE VOLTAJE		+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%	+5%		
12. TIPO DE LAMINA MAGNETICA		ACERO SILICIO			ACERO SILICIO			ACERO SILICIO			ACERO SILICIO		
13. RIGIDEZ DIELECTRICA	V	2500 AC			2500 AC			2500 AC			2500 AC		
14. CLASE DE AISLAMIENTO		B			B			B			B		
15. DELTA T (TEMPERATURA)	°C	60	60	65	60	60	65	55	55	60	45		
16. PESO DEL BALASTO	Kg.	3.34			2.35			1.45			1.16		
17. PLACA DE TIPO		ALUMINIO+REMACHE			ALUMINIO+REMACHE			ALUMINIO+REMACHE			ALUMINIO+REMACHE		
18. DIMENS. (BASE+ANCHO+ALTO)	mm.	155+84+70			125+84+70			120+70+58			120+70+58		
19. FIJACION		4 HUECOS DE 6.4 mm. EN LA BASE											
20. EFICIENCIA		95			93			92			89		

DIMENSIONES

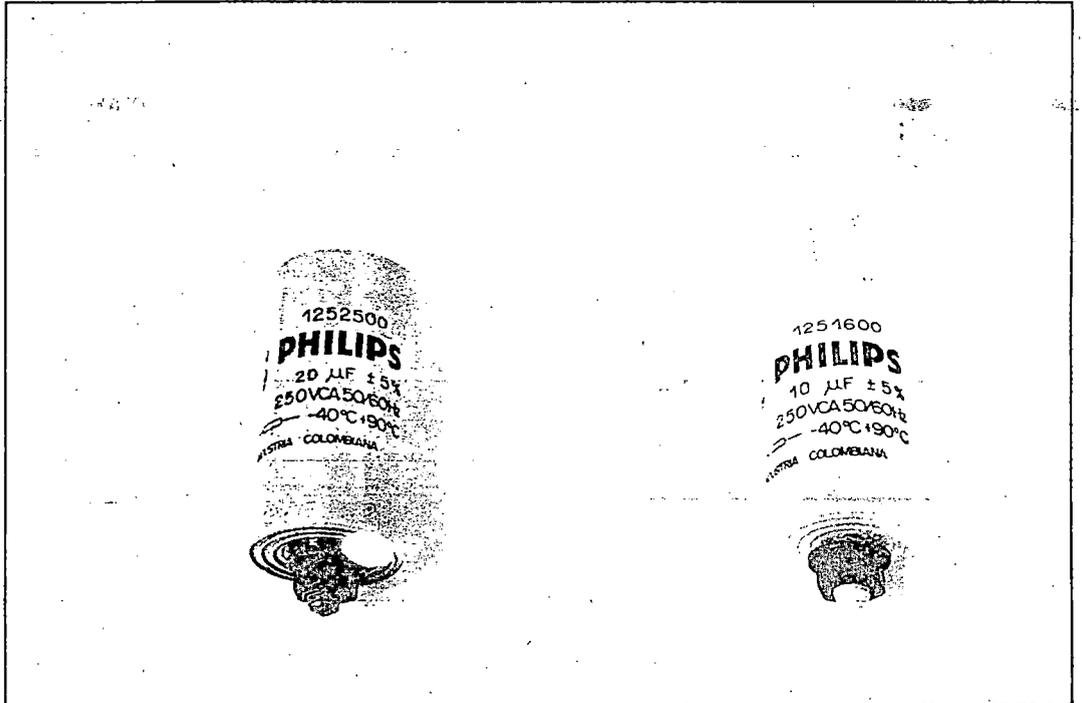
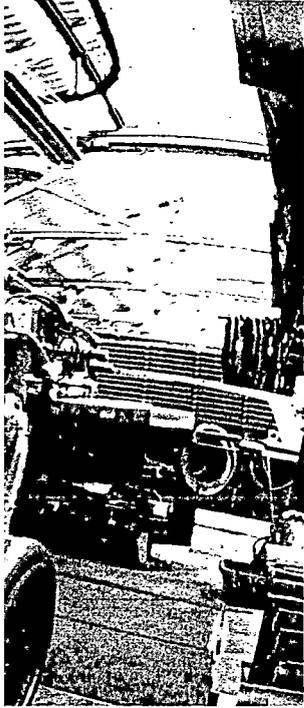


TIPO DE BALASTO "OZ"	Dimensiones externas en mm.						PESO EN GRS.
	A	B	C	D	E	F	
Balastos Mercurio HPL80W; 125 W	120	58	69	86	40	108	1.170 / 1.400
Balastos SODIO 70W	"	"	"	"	"	"	1.419
Balastos Mercurio HPL 250W	125	70	84	90	60	113	2.374
Balastos SODIO 150 W	"	"	"	"	"	"	2.120
Balastos Mercurio HPL400W	155	70	84	120	60	143	3.340
Balastos SODIO 250 W	"	"	"	"	"	"	3.100
Balastos SODIO 400 W	160	79	94	125	60	148	4.100



PHILIPS

Condensadores para corriente alterna



Los capacitores PHILIPS se fabrican con una película de propileno biaxialmente orientado, que actúa como dieléctrico, sobre la cual se adhiere una capa muy fina de metal mediante un proceso de evaporación en cámara de alto vacío.

La bobina es metalizada a fin de asegurar la conexión de los terminales, y luego encapsulada en un envase de resina plástica para garantizar un total aislamiento de las condiciones ambientales que rodean al capacitor.

Una característica de los capacitores PHILIPS es la autorregeneración. El arco eléctrico que se genera en un área débil del dieléctrico hace que el metal en ese punto se

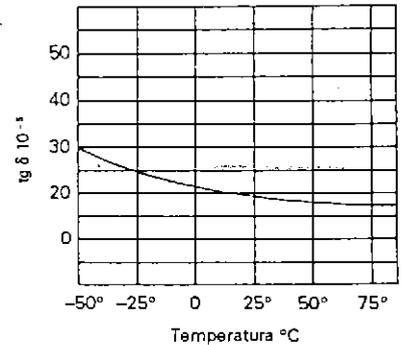
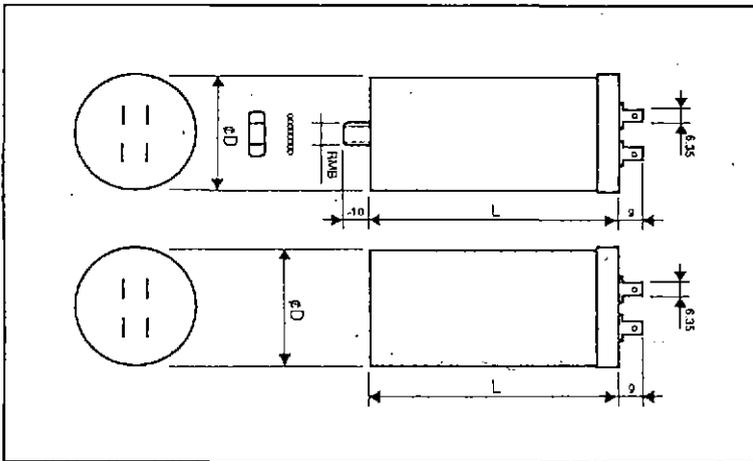
evapore, regenerando en esta forma la condición de aislamiento inicial. Esto permite que el condensador mantenga una capacidad constante durante su vida útil.

Los capacitores PHILIPS son livianos, tienen poco volumen, y por su condición de secos pueden colocarse en cualquier posición (algunas referencias cuentan con su propio perno de fijación), todo lo cual los hace de fácil manejo e instalación.

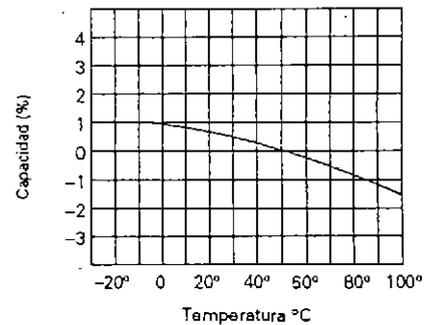
Usos

- Corrección del factor de potencia.
- Balastos para lámparas de descarga (fluorescentes, sodio, mercurio, halogenuros metálicos).

DIMENSIONES



Variación del factor de disipación en función de la temperatura



Variación de la capacidad en función de la temperatura

Especificaciones eléctricas

Factor de disipación	:	Menor a 0.1%
Temperatura de operación	:	-40° a + 90°C
Tolerancia de capacidad	:	+/- 5% ó +/- 3% (según pedido)
Aislamiento entre terminales	:	473 VAC, durante tres segundos
Aislamiento entre terminales y carcasa	:	440 VAC + 1000V durante 1 minuto
Resistencia de descarga incorporada	:	Máximo 50 VAC residual en un minuto

Guía de Selección

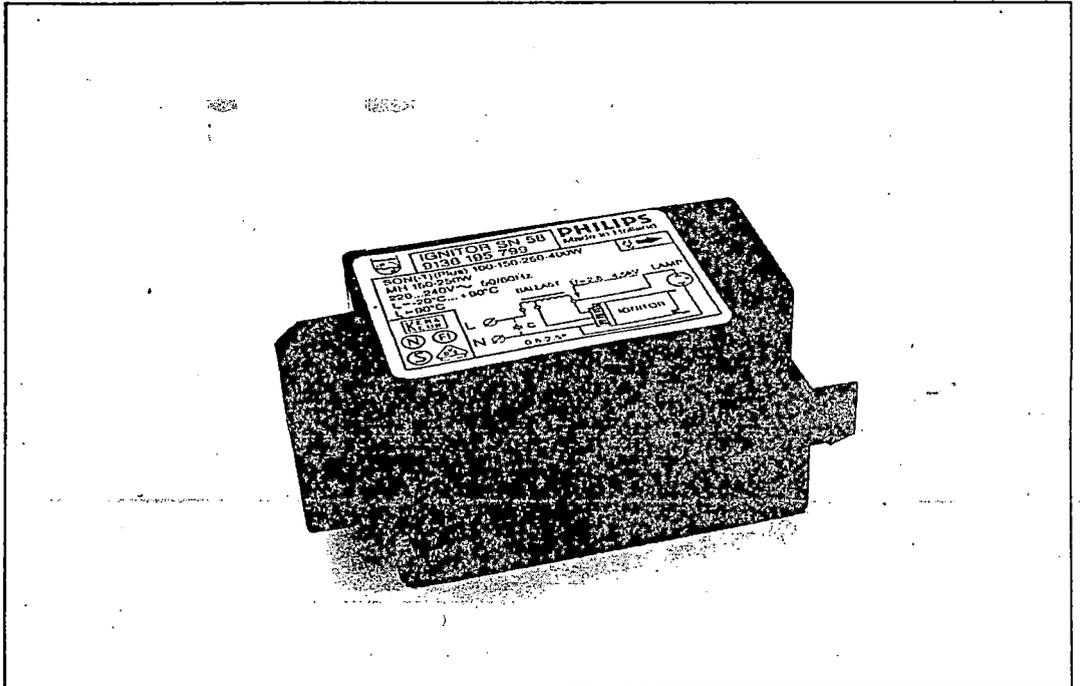
VOLTAJE	RANGO DE CAPACIDAD MFD	DIMENSIONES	
		DIAMETRO MM±10 (Ø)	ALTURA MM±10 (L)
220 VAC	3-10	30.0	47.0
	11-14	35.0	47.0
	15-20	35.0	71.5
	21-27	40.0	71.5
	28-32	40.0	92.0



PHILIPS

Philips Alumbrado

Ignitores SI 51, SI 52, SN 53, SN 57, SN 58



Finalización

una completa gama de ignitores electrónicos. Ofrecen un encendido fiable y un largo tiempo de servicio. La fábrica posee la certificación ISO 9001 para fabricación; lo cual es garantía de un producto de calidad.

Descripción

Ignitores Philips diseñados para operar con lámparas de mercurio de alta presión, sodio de alta presión y lámparas de halógenos metálicos.

Para el arranque satisfactorio y correcto funcionamiento, una lámpara de vapor de sodio a alta presión debe ser operada con un apropiado ignitor (excepto para lámparas de 50w y 70w que vienen con el ignitor incorporado).

Nota que el voltaje de arranque de una lámpara de vapor de sodio de alta presión es más elevado que la tensión aplicada,

el ignitor proporciona un pulso de alta tensión a través de la lámpara y una vez que la lámpara ha sido encendida, el ignitor se desconecta automáticamente.

Advertencia

El ignitor continúa operando sin una lámpara en el circuito o cuando la lámpara está defectuosa.

Dimensiones

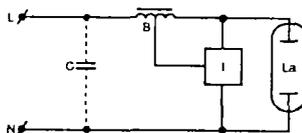
Tipo	Largo mm.	Ancho mm.	Altura mm.
SI 51	84.5	41.5	38.5
SI 52	84.5	41.5	38.5
SN 53	84.5	41.5	38.5
SN 57	84.5	41.5	38.5
SN 58	84.5	41.5	38.5

Datos Técnicos

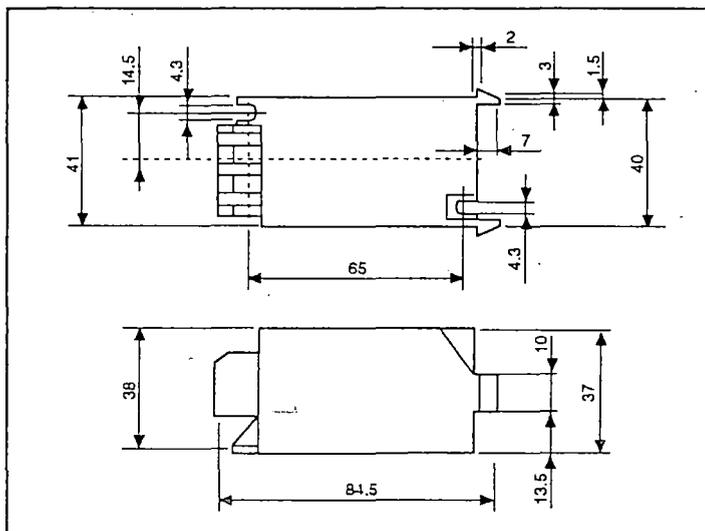
Para lámpara	Tipo	Máx. Pico de voltaje durante arranque kv	Tensión de red V	Frecuencia Hz	Máx. temperatura permisible a 110% Valores nominales °C
HPI - T 250 W	SI 51 - paralelo	0,75	220-240	50-60	- 20 + 80
HPI - T 400 W	SI 51 - paralelo	0,75	220-240	50-60	- 20 + 80
HPI - T 1000 W	SI 52 - paralelo	0,75	220-240	50-60	- 20 + 80
HPI - T 2000 W	SI 52 - paralelo	0,75	220-240	50-60	- 20 + 80
SON (-T) 50 W - E	SN 57 - impulsador	2,3	220-240	50-60	- 20 + 90
SON (-T) 70 W - E	SN 57 - impulsador	2,3	220-240	50-60	- 20 + 90
SON (-T) 150 W - 400 W	SN 58 - impulsador	4,5	220-240	50-60	- 20 + 90
SON (-T) 1000 W	SN 53 - impulsador	4,5	220-240	50-60	- 20 + 80

Diagrama Circuital

- La = Lámpara
- B = Balasto
- C = Condensador
- I = Ignitor

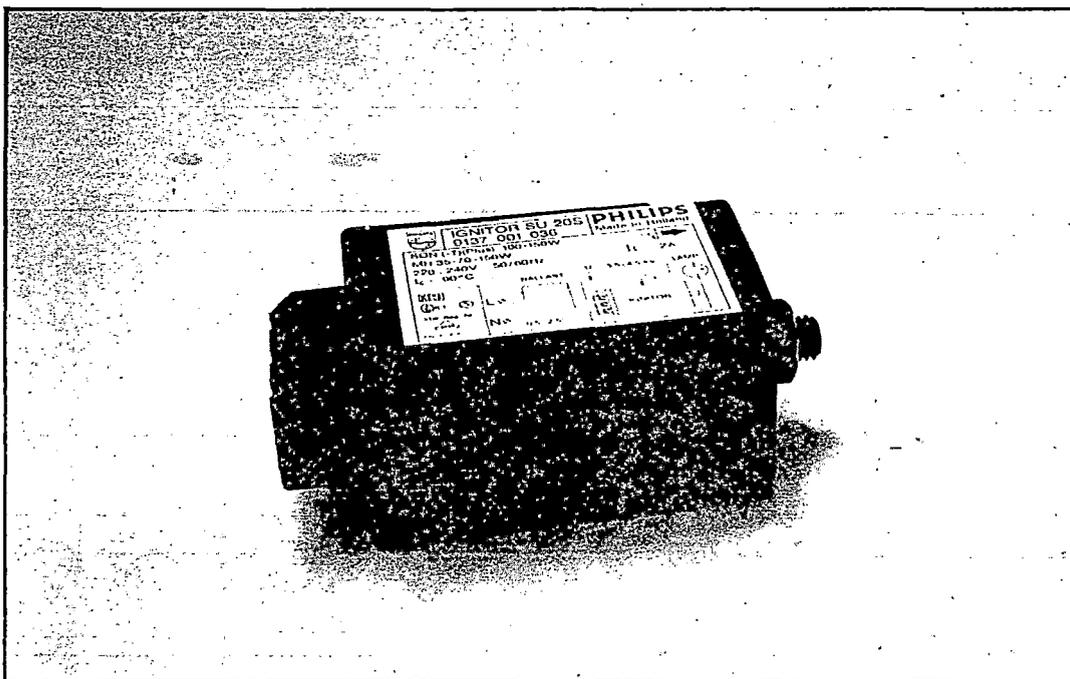


DIMENSIONES



PHILIPS

Ignitor Electrónico SU 10S / SU 20S



Descripción

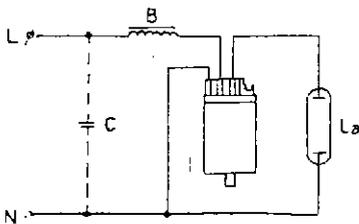
Ignitor de pulsos superpuestos para lámparas SON 50-150W y MH 35-150W. Esta serie de ignitores ha sido diseñada bajo los requerimientos específicos de las lámparas de acuerdo a la norma IEC662 y en cumplimiento de la E.N. 60926 y VDEO 2.

La fábrica posee asimismo el reconocimiento de calidad ISO 9001 de fabricación, lo cual garantiza un producto de calidad.

Aplicaciones

Los ignitores de pulsos superpuestos deben ser montados cerca a las lámparas para establecer un rápido encendido. La distancia entre la lámpara y el ignitor depende de la máxima capacitancia de carga, tal como se muestra en los datos técnicos.

Diagrama Circuital

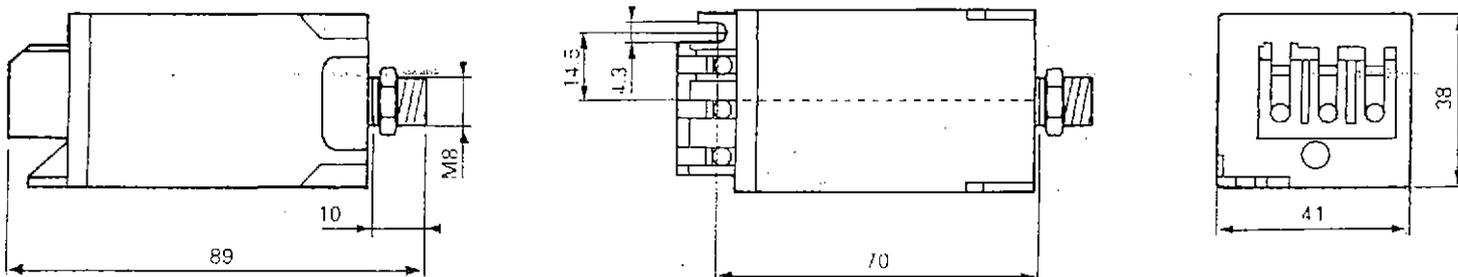


La = Lámpara
 B = Balasto
 C = Condensador
 I = Ignitor

Datos Técnicos

	SU 10S	SU 20S
Para lámparas	: SON(T) (Plus) 50-70W (-E)	SON(T) (Plus) 100 - 150W MH 35 - 70 - 150W
Voltaje	: 220...240V, 50/60Hz tolerancia: -8%; +6% performance +/- 10% seguridad	220...240V, 50/60Hz tolerancia: -8%; +6% performance +/- 10% seguridad
Consumo de Potencia	: < 0.6W	< 2W
Máx. corriente de lámpara	: 1.5 A	2A
Voltaje Pico	: 1.8...2.3kV	3.5...4.5kV
Máx. capacitancia de carga	: 0...200pF	0...100pF
Pulsos por ciclo	: ≥ 6	≥ 6
Posición del pulso	: 60-90° el; 240-270° el (A Umains = 198V)	60-90° el; 240-270° el (A Umains = 198V)
Voltaje de respuesta	: ≤ 198V	≤ 198V
Voltaje de corte	: ≥ 170V	≥ 170V
Temperatura	: t _g = -20... +70°C t _c = +90°C	t _g = -20... +70°C t _c = +90°C
Montaje	: perno M8 10mm.	perno M8 10mm.
Aprobaciones	: IMQ	IMQ

Dimensiones



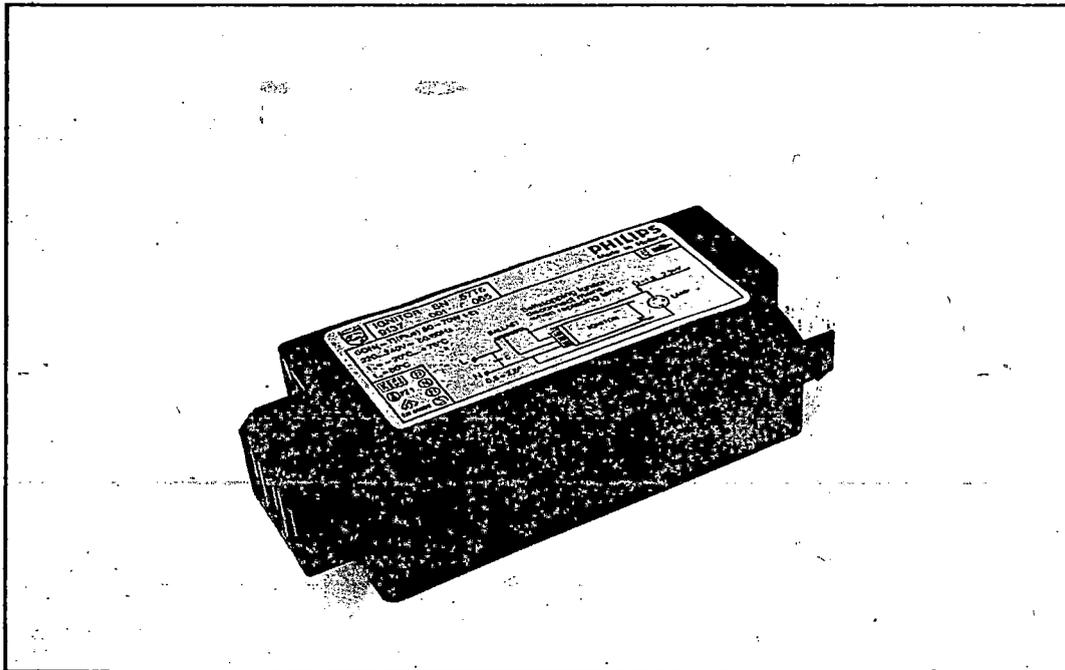
Como ordenar y datos de empaque

Tipo	Peso	Empaque			Dimensiones de la caja	Volumen de la caja	Código del Producto
		Tipo	Piezas x caja	Peso de la caja			
SU 10S	0.08	box	20	1.75	20 x 17.5 x 11	0.0039	9137 001 045..
SU 20S	0.15	box	20	3.15	20 x 17.5 x 11	0.0039	9137 001 036..



PHILIPS

Ignitor Electrónico SN58T5 Y SN57T5 de Parada Automática



Descripción

Ignitor Philips impulsador o semiparalelo con desconexión automática; que cubre el rango de lámparas de sodio de alta presión e van desde los 50W-400W.

El principio de desconexión automática involucra un temporizador incorporado, el cual, en el caso de que la lámpara esté defectuosa, bloquea y apaga el circuito del ignitor luego de un máximo de 5 minutos. Para poder disponer de la totalidad del tiempo de encendido nuevamente, es necesario resetear el voltaje de encendido.

La operación es controlada por el voltaje de la lámpara. En una acción regresiva que va desde los cinco minutos, el temporizador se detiene cuando la lámpara se enciende, mientras que el tiempo remanente es retenido en la memoria. La función de

memoria ha sido implementada para permitir el reencendido si es que la lámpara se extingue como resultado de una caída de voltaje temporal.

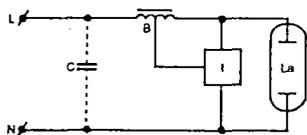
El ignitor podrá ser reseteado apagándolo por más de dos minutos.

El encapsulado plástico es provisto con agujeros de montaje y láminas de fijación, para proveer una instalación rápida y simple. La fábrica posee asimismo el reconocimiento de calidad ISO 9001 de fabricación, lo cual garantiza un producto de calidad.

Aplicaciones

Estos ignitores deben ser usados en conjunto con balastos Philips, apropiados para asegurar una constante y confiable operación de la lámpara.

Diagrama Circuital

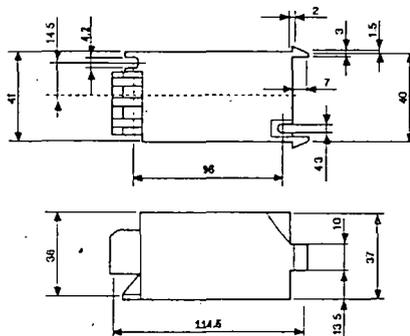


La = Lámpara
 B = Balasto
 C = Condensador
 I = Ignitor

Datos Técnicos

	SN 57T5	SN 58T5
Para lámparas	: SON(T) (Plus) 50-70W (-E)	SON(T) (Plus) 100-150-250-400W
Voltaje	: 220 - 240V, 50/60Hz tolerancia: -8%; + 6% performance +/- 10% seguridad	220 - 240V, 50/60Hz tolerancia: -8%; + 6% performance +/- 10% seguridad
Consumo de Potencia	: < 0.9W	< 0.9W
Voltaje Pico	: 1.8 - 2.3kV	2.8 - 4.5kV
Ancho del pulso	: > 2us (At 90% Upeak)	> 2us (At 90% Upeak)
Máx. capacitancia de carga	: BSN 50L.. 0 - 8 nF BSN 70L.. 0 - 6 nF	BSN 100L.. 0 - 2.5 nF BSN 150L.. 0 - 2.7 nF BSN 250L. 0 - 2 nF BSN 400L. 0 - 2 nF
Pulsos por ciclo	: 2	2
Posición del pulso	: 20-90° el; 200-270° el (A Umains = 198V)	20-90° el; 200-270° el (A Umains = 198V)
Voltaje de respuesta	: ≤ 195V	≤ 195V
Voltaje de corte	: ≥ 160V	≥ 160V
Máx. tiempo de operación del ignitor	:	4 - 5 min. 4 - 5 min.
Temperatura	: $t_a = -20 - +75^{\circ}\text{C}$ $t_c = +90^{\circ}\text{C}$	$t_a = -20 - +75^{\circ}\text{C}$ $t_c = +90^{\circ}\text{C}$
Montaje	: 2 lengüetas de fijación, 2 agujeros de montaje	2 lengüetas de fijación, 2 agujeros de montaje
Aprobaciones	: KEMA, VDE, Semko, Nemko, Demko, KEMA, VDE, Semko, Nemko, Fi, SEV	Demko, Fi, SEV

Dimensiones



Como ordenar y datos de empaque

Tipo	Peso	Empaque		Peso de la caja	Dimensiones de la caja	Volumen de la caja	Código del Producto
		Tipo	Piezas x caja				
SN 57T5	0.08	box	20	1.75	24 x 23 x 10	0.0055	9137 001 065..
SN 58T5	0.08	box	20	1.75	24 x 23 x 10	0.0055	9137 001 066..



PHILIPS

ANEXO

NORMAS DE ALUMBRADO PUBLICO NORMA TÉCNICA DE CALIDAD BASE METODOLOGICA

ANEXO D

NORMAS DE ALUMBRADO PUBLICO NORMA TÉCNICA DE CALIDAD BASE METODOLOGICA

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- IMPONGASE la servidumbre de electroducto de líneas de transmisión, en vía de regularización, a favor de la Empresa Minera del Centro del Perú S.A. - CENTROMIN PERU S.A., sobre los predios que corresponde cruzar a la línea de transmisión de 50 kV C.H. Pachachaca-Morococha N° 2 (E-109), con carácter permanente de acuerdo a la documentación técnica y los planos proporcionados por la empresa, conforme al siguiente cuadro:

Exp./Cód.	Salida/llegada de la línea eléctrica	Tensión (KV)	N° de Tomas	Longitud (m.)	Ancho de la Faja (m.)
22029896	C.H. Pachachaca-Morococha N° 2 (E 109)	50	01	7 420,50	16

Artículo 2°.- Los propietarios de los predios sirvientes no podrán construir obras de cualquier naturaleza ni efectuar y/o mantener plantaciones que superen las distancias mínimas de seguridad debajo de las líneas, ni en la zona de influencia de los electroductos y en general no podrán realizar labores que perturben o enerven el pleno ejercicio de las servidumbres constituidas.

Artículo 3°.- La Empresa Minera del Centro del Perú S.A. - CENTROMIN PERU S.A., deberá adoptar las medidas necesarias a fin de que los predios sirvientes no sufran daño ni perjuicio por causa de las servidumbres, quedando sujeta a la responsabilidad civil pertinente en caso de incumplimiento.

Artículo 4°.- La Empresa Minera del Centro del Perú S.A. - CENTROMIN PERU S.A., deberá velar permanentemente para evitar que en la faja de servidumbre se ejecute cualquier tipo de construcción.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ALBERTO PANDOLFI ARBULU
Ministro de Energía y Minas

Aprueban normas sobre alumbrado de vías públicas

RESOLUCION MINISTERIAL N° 405-96-EM/VME

Lima, 14 de octubre de 1996

CONSIDERANDO:

Que, por Resolución Directoral N° 324-78-EM/DGE de fecha 20 de octubre de 1978, se aprobó la Norma de Alumbrado de Vías Públicas DGE 016-AP-1;

Que, por Resolución Ministerial N° 0303-78-EM/DGE de fecha 30 de mayo de 1978 se aprobó el Tomo IV del Código Nacional de Electricidad "Sistema de Distribución", cuyo Capítulo 5 se refiere a Instalaciones de Alumbrado de Vías Públicas; y mediante la Resolución Ministerial N° 065-87-EM/DGE de fecha 13 de abril de 1987 se modificaron diversos aspectos del citado Código incluyendo asuntos sobre las instalaciones de alumbrado de vías públicas;

Que, la Novena Disposición Transitoria del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, establece que los reglamentos y normas vigentes a la fecha de promulgación de la citada Ley, conservarán su vigencia en cuanto no sean contrarias a la misma;

Que, es necesario emitir una norma acorde con los criterios establecidos en el marco moderno de la actividad eléctrica y su legislación vigente, estableciendo niveles fotométricos mínimos sobre alumbrado de vías públicas que permitan proporcionar tanto al tráfico rodado como peatonal una visibilidad cómoda, rápida y segura durante el período en que el alumbrado de la luz natural resulte insuficiente;

Estando a lo dispuesto por la Décima Disposición Transitoria del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93, Decreto Ley N° 25962 - Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560 - Ley del Poder Ejecutivo;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y el Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Norma DGE 016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas, la cual forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Déjese sin efecto la Norma DGE 016-AP-1, aprobada por Resolución Directoral N° 324-78-EM/DGE, así como las demás disposiciones que se opongan a la presente Resolución.

Artículo 3°.- La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ALBERTO PANDOLFI ARBULU
Ministro de Energía y Minas

DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD

NORMA DGE 016-T-2/1996

(Aprobada por R.M. N° 405-96-EM/VME)

ALUMBRADO DE VIAS PUBLICAS

INDICE

- 1 Generalidades
 - 1.1 Objeto
 - 1.2 Alcance
 - 1.3 Base legal
 - 1.4 Criterios generales de seguridad y comodidad
- 2 Tipos de alumbrado
 - 2.1 Clasificación general de tipos de alumbrado
 - 2.2 Tipos de alumbrado en función al tipo de vía
- 3 Niveles fotométricos mínimos
 - 3.1 Niveles de luminancia, iluminancia e índice de control de deslumbramiento
 - 3.2 Uniformidades de luminancia e iluminancia
 - 3.3 Duración del servicio de alumbrado público
 - 3.4 Requerimientos mayores de alumbrado público
 - 3.5 Requerimientos menores de alumbrado público
 - 3.6 Alumbrado de zonas urbano-rurales
- 4 Casos especiales
 - 4.1 Pasos para peatones
 - 4.2 Intersecciones y derivaciones
 - 4.3 Curvas
 - 4.4 Plazas
 - 4.5 Túneles
- 5 Miscelánea
 - 5.1 Medidas de iluminancia y luminancia
 - 5.2 Reclamos
 - 5.3 Sanciones
- 6 Definiciones
- 7 Disposiciones legales y normas a consultar

Anexos:

- Anexo N° 1.- Determinación del índice de control de deslumbramiento.
- Anexo N° 2.- Figuras

NORMA 016-T-2/1996

1 Generalidades

1.1 Objeto de la norma

Establecer los niveles fotométricos mínimos sobre alumbrado de vías públicas que permitan proporcionar tanto al tráfico rodado como peatonal una visibilidad cómoda, rápida y segura durante el período en que el alumbrado de la luz natural sea inferior a los niveles mínimos que se exigen en la presente norma.

1.2 Alcance

La presente norma regirá obligatoriamente para las empresas concesionarias de distribución y los que sin ser concesionarios desarrollan actividades de distribución en las zonas urbanas y urbano-rurales. No incluye la iluminación

nación de monumentos públicos, jardines y campos deportivos los que se sujetarán a un tratamiento especial.

1.3 Base Legal

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, Artículo 94°.

- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Artículos 184°, 201°, 239° y novena disposición transitoria.

- Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE que aprueba la Directiva N° 001-95-EM/DGE que regula el procedimiento de solución de reclamos de usuarios de servicio público de electricidad.

1.4 Criterios generales de seguridad y comodidad

El alumbrado debe permitir a los usuarios de las vías públicas la percepción visual rápida y cómoda, no sólo de los bordes de la ruta y la superficie de ésta, sino de toda su geometría, las vueltas, la desembocadura de vías laterales; así como todo obstáculo fijo o móvil situado sobre la calzada y la acera. Esta percepción debe ser lo suficientemente confiable para que las decisiones de las acciones subsecuentes se desarrollen con éxito.

La comodidad que proporciona el alumbrado de vías públicas dependerá de los niveles de luminancia e iluminación, de los factores respectivos de uniformidad, del grado de deslumbramiento, de la disposición y naturaleza de las fuentes luminosas, y ambiente cromático. Estos criterios serán escogidos de tal manera que reduzcan al mínimo la fatiga del conductor vehicular. Los peatones, cuando tengan que cruzar la calzada, deben ser capaces de detectar fácilmente el movimiento de los vehículos y evaluar a tiempo su distancia.

En zonas urbanas pequeñas de menor densidad poblacional, el alumbrado en las vías de penetración debe asegurar la continuidad óptica para permitir a los conductores de vehículos percibir fácilmente la geometría de la ruta.

2 Tipos de alumbrado

2.1 Clasificación general de tipos de alumbrado

El tipo de alumbrado necesario para una vía pública se determinará en base a la tabla I, teniendo en cuenta los siguientes factores:

2.1.1 Velocidad vehicular en km/h:

- Muy importante mayor de 90
- Importante entre 60 y 90
- Media entre 30 y 60
- Reducida menor de 30
- Muy reducida al paso

2.1.2 Densidad de tráfico vehicular, relacionado al doble sentido de circulación, en vehículos/h:

- Muy importante mayor de 1 000
- Importante entre 500 y 1 000
- Medio entre 250 y 500
- Reducido entre 100 y 250
- Muy reducido menor de 100

2.1.3 Densidad de tráfico peatonal, por sentido de circulación en la hora más crítica, en peatones/h:

- Muy importante mayor de 480
- Importante entre 300 y 480
- Media entre 120 y 300
- Reducida entre 60 y 120
- Muy reducida menor de 60

2.1.4 Reproducción de colores

La reproducción de colores se define en base a criterios de importancia y seguridad de percepción del color de un objeto (Ej.: los colores de las luces del semáforo)

Además se considerará la disposición de la ruta (recta, curva, número de canales de circulación, etc.) así como puntos particulares que pueden presentarse sobre la misma (plazas, puentes, pasos a desnivel, etc.)

Tabla I

Clasificación general de tipos de alumbrado

Tipo de alumbrado	Factores a considerar	Muy importante	Importante	Medio	Reducido	Muy reducido
I	Velocidad de circulación	⊕	⊕	---	---	---
	Tráfico vehicular	⊕	⊕	---	---	---
	Tráfico peatonal	---	---	---	---	⊕
	Reproducción de colores	---	---	---	---	⊕
II	Velocidad de circulación	---	---	⊕	---	---
	Tráfico vehicular	⊕	⊕	---	---	---
	Tráfico peatonal	⊕	⊕	⊕	---	---
	Reproducción de colores	---	---	⊕	⊕	---
III	Velocidad de circulación	---	---	⊕	⊕	---
	Tráfico vehicular	---	---	⊕	⊕	---
	Tráfico peatonal	---	---	⊕	⊕	---
	Reproducción de colores	---	---	⊕	---	---
IV	Velocidad de circulación	---	---	---	⊕	---
	Tráfico vehicular	---	---	---	⊕	---
	Tráfico peatonal	---	---	---	⊕	---
	Reproducción de colores	---	---	⊕	⊕	---
V	Velocidad de circulación	---	---	---	---	⊕
	Tráfico vehicular	---	---	---	---	⊕
	Tráfico peatonal	---	⊕	⊕	⊕	---
	Reproducción de colores	---	⊕	⊕	---	---

2.2 Tipos de alumbrado en función al tipo de vía

En caso de no contar con información respecto a los factores indicados en la tabla I, los tipos de alumbrado podrán determinarse de acuerdo a las tablas II y III.

Tabla II

Clasificación de las vías públicas

TIPO DE VIA	FUNCION	TIPO DE TRANSITO	CONEXIONES
REGIONAL	<ul style="list-style-type: none"> - Une grandes poblaciones - Une puertos y fronteras - Forma parte del sistema nacional de carreteras - Cruza áreas urbanas - Baja accesibilidad a las áreas urbanas adyacentes * Relacionado con vías de gran longitud 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo vehicular ininterrumpido - No existe flujo peatonal paralelo ni transversal - No se permiten estacionamientos - Altas velocidades de circulación - Paraderos urbanos fuera de las calzadas vehiculares - Volúmenes vehiculares importantes - Volumen reducido de vehículos de transporte urbano 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces transversales a gran distancia - Cruces a desnivel con vías transversales - Conexiones con vías locales mediante vías auxiliares
SUBREGIONAL	<ul style="list-style-type: none"> - Une ciudades y subregiones - Cruza áreas urbanas - Baja accesibilidad a las áreas urbanas adyacentes * Relacionado con vías de menor longitud que las vías regionales 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo vehicular ininterrumpido - No existe flujo peatonal paralelo ni transversal - No se permiten estacionamientos - Altas velocidades de circulación - Paraderos urbanos fuera de las calzadas vehiculares - Volúmenes vehiculares importantes - Volumen reducido de vehículos de transporte urbano 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces a desnivel con vías transversales - Conexiones con vías locales mediante rampas de ingreso y salida
EXPRESA	<ul style="list-style-type: none"> - Une zonas de alta generación de tránsito con alta fluidez - Baja accesibilidad a las áreas urbanas adyacentes 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo vehicular ininterrumpido - No existe flujo peatonal paralelo ni transversal - No se permiten estacionamientos - Altas velocidades de circulación - No se permiten paraderos urbanos - Volúmenes vehiculares importantes - No se permiten vehículos de transporte urbano salvo en los casos que tengan vía especial 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces a desnivel con vías transversales - Conexiones con vías locales mediante rampas de ingreso y salida
ARTERIAL	<ul style="list-style-type: none"> - Une zonas de alta generación de tránsito con media o alta fluidez - Mediana accesibilidad a las áreas urbanas adyacentes 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo peatonal paralelo y transversal dirigido. - No se permiten estacionamientos - Altas y medias velocidades de circulación - No se permite paraderos urbanos - Volumen importante de vehículos de transporte urbano 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces a desnivel con vías transversales - Ingresos y salidas mediante rampas - Cruces a desnivel con semáforos
COLECTORA	<ul style="list-style-type: none"> - Permite acceso a las vías locales 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo peatonal paralelo y transversal dirigido - Se permiten estacionamientos - Velocidades medias de circulación - Se permiten paraderos urbanos - Volumen importante de vehículos de transporte urbano 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces a desnivel con vías transversales - Cruces a nivel con semáforos
LOCAL RESIDENCIAL	<ul style="list-style-type: none"> - Permite acceso a las viviendas 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo peatonal paralelo y transversal reducido - Se permiten estacionamientos - Velocidades bajas de circulación - Volúmenes vehiculares reducidos - No se permiten vehículos de transporte urbano 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces a nivel
LOCAL COMERCIAL	<ul style="list-style-type: none"> - Permite el acceso al comercio local 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo peatonal paralelo y transversal importante - Se permiten estacionamientos - Velocidades bajas de circulación - Volúmenes vehiculares reducidos - No se permite vehículos de transporte urbano 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces a nivel
LOCAL RURAL	<ul style="list-style-type: none"> - Permite el acceso a las viviendas. - Permite comercio local restringido 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo peatonal paralelo y transversal escaso - Volúmenes vehiculares reducidos o nulos - Vehículos livianos - Permiten tránsito de acémilas 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces a nivel
PASAJE PEATONAL Y OTROS	<ul style="list-style-type: none"> - Permiten el acceso a las viviendas o áreas comerciales 	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo peatonal paralelo y transversal variable. - Volúmenes vehiculares nulos 	<ul style="list-style-type: none"> - Cruces a nivel

Tabla III

Tipos de alumbrado según la clasificación vial

ZONA	CLASIFICACION VIAL ALUMBRADO	TIPOS DE
URBANO MAYOR	Vías regionales	I o II
	Vías subregionales	I o II
	Vías expresas	I
	Vías arteriales	I o II
	Vías colectoras	II o III
	Vías locales residenciales	III o IV
	Vías locales comerciales Pasajes peatonales.	II o III IV
URBANO MENOR	Vías regionales	I o II
	Vías subregionales	I o II
	Vías arteriales	I o II
	Vías colectoras	II o III
	Vías locales residenciales	III o IV
	Vías locales comerciales	II o III
	Vías locales rurales	IV
	Pasajes peatonales, alamedas.	IV o V
URBANO RURAL	Vías locales rurales Centro comunal o plaza principal	Véase numeral 3.6 Véase numeral 3.5
CASOS ESPECIALES	Cruces	Véase sección 4
	Curvas	Véase sección 4
	Cuestas	Véase sección 4
	Túneles	Véase sección 4
	Plazas y otros	Véase sección 4

En el caso de las vías regionales y subregionales deben considerarse sólo el alumbrado en el tramo comprendido dentro de la zona urbana.

3 Niveles fotométricos mínimos

3.1 Niveles de luminancia, iluminancia e índices de control de deslumbramiento

Durante la vida útil de las instalaciones de alumbrado público, se mantendrán en la superficie de la vía, los niveles de luminancia, iluminancia e índices de control de deslumbramiento establecidos en la tabla IV, de acuerdo al tipo de alumbrado seleccionado para la vía en el numeral 2 de la presente norma.

Se considera revestimiento claro cuando su factor de reflexión se sitúa entre 0,2 y 0,3 y oscuro cuando este factor se sitúa entre 0,05 y 0,15.

TABLA IV

Niveles de luminancia, iluminancia e índice de control de deslumbramiento

Tipo de alumbrado	Luminancia media revestimiento seco (cd/m2)	Iluminación media (lux)		Índice de Control de deslumbramiento (G)
		Calzada clara	Calzada Oscura	
I	1,5 - 2,0	15 - 20	30 - 40	≥ 6
II	1,0 - 2,0	10 - 20	20 - 40	5 - 6
III	0,5 - 1,0	5 - 10	10 - 20	5 - 6
IV		2 - 5	5 - 10	4 - 5
V		1 - 3	2 - 6	4 - 5

3.2 Uniformidades de luminancia e iluminancia

La repartición de luminancia e iluminancia debe ser lo suficientemente uniforme para que todo obstáculo destaque por su silueta, cualquiera que sea la posición del observador.

La uniformidad transversal debe permitir distinguir claramente el ancho de la calzada y apreciar mejor el sentido de continuidad.

En ambos casos, se respetarán los valores indicados en las tablas V y VI.

Tabla V

Uniformidad de luminancia

Tipo de Alumbrado	Uniformidad general	Uniformidad longitudinal	Uniformidad transversal	Uniformidad media
I	≥0,25	≥0,70	≥0,40	≥0,40
II	≥0,15	≥0,65	≥0,30	≥0,40

Tabla VI

Uniformidad de luminancia

Tipo de Alumbrado	Uniformidad media * de luminancia
III	0,25 - 0,35
IV, V	≥ 0,15

* La iluminación de las veredas no deberá ser inferior al 20% de la iluminación media de la calzada

3.3 Duración del servicio de alumbrado público

El alumbrado público durante el período comprendido entre las 0:00 horas y las 24:00 horas debe entrar o salir del servicio cuando el nivel de iluminancia promedio de luz natural sea como mínimo 30 lux en la superficie de la vía.

3.4 Requerimientos mayores de alumbrado público

En caso que los interesados requieran instalaciones especiales de alumbrado público que proporcionen niveles de iluminancia media superiores a los que se indican en la tabla IV deberán asumir los mayores costos que se derivan incluyendo los del consumo de energía operación y mantenimiento.

3.5 Requerimientos menores de alumbrado público

Se podrá controlar el alumbrado de las vías públicas sólo para los tipos I o II reduciéndose hacia los niveles de los tipos II o III respectivamente. En este caso el control podrá aplicarse a partir de las 01:00 horas.

3.6 Alumbrado de zonas urbano-rurales

- En las zonas urbano-rurales, de acuerdo a la definición del numeral 6.27 de la presente norma, se podrá determinar las zonas de áreas a iluminar de acuerdo a las pautas indicadas en la tabla VII:

Tabla VII

Clasificación de zonas en localidades urbano-rurales

Zona	Área de alcance
Zona A - Subzona A1 - Subzona A2	- Plaza principal o centro comunal de la localidad - Las vías públicas en el perímetro de la plaza principal, o centro comunal de la localidad
Zona B	Zona comprendida en no más de dos (2) cuadras, alrededor de la plaza principal, sobre no más de cuatro (4) vías públicas principales que converjan en dicha plaza
Zona C	Áreas restantes de la localidad

- El alumbrado público exigido para localidades urbano rurales estará restringido solamente a las áreas públicas comprendidas en las zonas A y B. La zona C no contará con alumbrado público sino alumbrado complementario de vías públicas.

- El alumbrado complementario de vías públicas se dará solamente en las zonas B y C, y tendrá una cobertura libre que dependerá de las decisiones de los usuarios del servicio público de electricidad.

- Los niveles mínimos de iluminación media de las zonas consideradas serán como sigue:

- Zona A:

A1: 1 a 3 lux

A2: 2 a 5 lux

- Zona B: 0,5 a 1 lux

- La uniformidad de iluminación se aplicará solamente para las vías públicas de la Zona A de acuerdo al rango siguiente:

E_{min}/E_{max} : 0,15 a 0,25

4 Casos especiales

Los niveles de alumbrado considerados en el numeral 3: "Niveles fotométricos mínimos", son válidos para tramos rectos de vías públicas libres de árboles; sin embargo, en los casos de curvas, cruces de calles, plazas, túneles, etc., se requiere un alumbrado acorde con las exigencias de seguridad y comodidad descritas en el numeral 1.4 de la presente norma y las pautas que se indican a continuación.

4.1 Pasos para peatones

Para lograr una clara distinción de los peatones en paso aun sobre superficie mojada, se debe prestar atención especial a la formación de contrastes. Se debe incrementar el nivel de alumbrado por lo menos al doble de la luminancia media de la vía o colocar una luminaria detrás de la franja de paso para peatones en relación al sentido del tráfico. (véase Figs. 1 y 2).

4.2 Intersecciones y derivaciones

En las intersecciones y derivaciones se debe proyectar sobre la calzada zonas claras y continuas, tanto para el conductor que sigue en la dirección recta como para el que dobla a la derecha o izquierda.

En el caso de cruces de calles, se requiere que, como mínimo, la iluminación sea la suma de las iluminaciones de las calles que se cruzan. Para la intersección de calles en ángulo recto, una luminaria deberá colocarse al lado derecho y justo más allá de la intersección, a continuación de la franja peatonal. (véase Figs. 2a y 2b, puntos P)

Cuando una calle desemboca en otra formando una "T", se instalará una luminaria como se indica en las figuras 2c y 2d (punto P), para destacar la silueta de los vehículos que pasan por la calle y, para indicar a los conductores el final de la calle transversal.

En los cruces peligrosos o intersecciones importantes se debe instalar una luminaria adicional encima de la intersección del cruce de los ejes de las calles. (véase Fig. 2e, punto P)

Cuando se trata de una intersección en estrella se procederá a instalar luminarias, tal como se indica en la figura 2f (puntos P).

4.3 Curvas

Las luminarias deberán colocarse en la parte exterior de las curvas, por requerir mayor visibilidad, sobre todo, cuando el pavimento está mojado. Con el objeto de mantener los factores de uniformidad de luminancia, los intervalos entre las luminarias han de ser menores que el intervalo promedio correspondiente a los tramos rectos ($D < D$) y tanto menores cuanto más acentuada sea la curva que se ha de iluminar (véase Fig. 3a).

Si debido al ancho de las curvas, la zona interior de la calzada tuviera un nivel de iluminación inferior al requerido, se deberán situar luminarias en la parte interior de las mismas (véase Fig. 3b).

4.4 Plazas

La iluminación de plazas deberá ser por lo menos igual al de la calle adyacente de mayor iluminación.

Para plazas de poca extensión que tengan un terraplén central pequeño, se requerirá un juego de luminarias, colocado en él a gran altura (véase Fig. 4a); y si el diámetro de este terraplén lo justifica, se situarán varias luminarias en el borde del terraplén y de forma que queden alineados con las luminarias de cada una de las calles que desembocan en la plaza (véase Fig. 4b). En

todos los casos, deben situarse luminarias en el borde exterior de la plaza, para permitir a los automovilistas identificar las diferentes vías de acceso que se van presentando mientras dan la vuelta alrededor del terraplén central (véase Figs. 4a y 4b). Se recomienda que las luminarias sean del tipo que permitan una buena visibilidad a corta distancia.

4.5 Túneles

Las prescripciones que se indican a continuación respecto a túneles son válidas cuando éstos están ubicados en zonas urbanas:

- La iluminación de túneles debe permitir alcanzar los objetivos siguientes: 1) conseguir la adecuada seguridad del tráfico, tanto de día como de noche, y 2) lograr que circulen los vehículos, a la entrada y salida del túnel y a través de éste, a la misma velocidad que en las vías de acceso.

- La iluminación de un túnel, tanto de día como de noche, debe ser tal que la sensación de seguridad y confort de un conductor no disminuya comparada con aquella experimentada en cielo abierto. Es decir, los conductores deben tener información adecuada con respecto al curso del camino que tienen por delante (guía visual), al comportamiento de otros conductores y a la presencia de obstáculos sobre la superficie del camino.

- Un túnel no requiere iluminación extra de día (en oposición a la iluminación normal de noche) si la salida ocupa una gran parte del campo de visión cuando se la ve desde una distancia igual a la distancia de detención anterior a la entrada de un túnel. Sin embargo, un túnel necesita iluminación extra de día si, cuando se la ve desde la misma posición, la salida aparece en un marco oscuro en el cual los obstáculos podrían estar escondidos.

- Para los túneles largos, donde se requiere alumbrado extra de día, se determinará longitudinalmente 5 (cinco) zonas: zona de acceso, zona umbral, zona de transición, zona interior y zona de salida. Para tal efecto se tomará en cuenta las siguientes pautas:

a) En la zona de acceso (aquella parte del camino de acceso inmediatamente fuera de la entrada del túnel desde donde un conductor debe poder detectar obstáculos en el túnel) se evaluará el estado de adaptación de los ojos del conductor, que a su vez determinará la luminancia necesaria en la entrada del túnel o zona umbral.

b) Para la zona umbral (la primera de las cuatro zonas del túnel mismo) un conductor que esté todavía en la zona de acceso debe poder detectar obstáculos en la zona del umbral antes de ingresar en el túnel. La longitud de esta zona dependerá de la velocidad máxima establecida para el tráfico y debe ser igual a la distancia de detención correspondiente. De esta forma, la superficie del camino al final de esta zona tiene que proporcionar el fondo contra el cual deben ser detectados los obstáculos cuando son vistos desde una distancia de detención por un conductor a punto de entrar al túnel.

c) La zona de transición corresponderá al lugar en que la iluminación del túnel se puede reducir gradualmente hasta el nivel más bajo empleado en la zona interior. La longitud de esta zona se determinará en función de la máxima velocidad establecida para el tráfico y de la diferencia de iluminación entre el final de la zona umbral y la zona interior.

d) La zona interior (tramo de túnel más alejado de la influencia de la luz natural) se caracterizará por su nivel de iluminación constante a lo largo de la misma.

e) En la zona de salida (tramo de túnel donde la visión de un conductor que se acerca a la salida es influenciada por la claridad fuera del túnel) se tomará en cuenta el efecto de deslumbramiento y se permitirá que los conductores que están saliendo del túnel tengan suficiente visión posterior.

5 Miscelánea

5.1 Medidas de iluminancia y luminancia

Las mediciones de iluminancia y luminancia deben efectuarse en los siguientes casos:

- Al momento de la recepción de obras de las redes eléctricas del subsistema de distribución secundaria e instalaciones de alumbrado público.

- Para la fiscalización y control del mantenimiento de los niveles de iluminancia y luminancia durante la pres-

tación del servicio de alumbrado de áreas y vías públicas por las empresas concesionarias de distribución.

5.2 Reclamos

Los reclamos que puedan presentar los interesados por la incorrecta aplicación de la presente norma se formularán en primera instancia ante los concesionarios de distribución o entidades que desarrollen actividades de distribución, correspondiendo a la Dirección General de Electricidad resolver en última instancia administrativa, siendo de aplicación los criterios establecidos en la Directiva N° 001-95-EM/DGE, en lo que fuera pertinente.

5.3 Sanciones

El incumplimiento de las disposiciones contenidas en la presente norma será sancionado aplicando las multas previstas en la Escala de Multas vigente del subsector electricidad.

6 Definiciones

6.1 Alumbrado complementario de vías públicas

Es el alumbrado, alimentado desde los suministros eléctricos de las edificaciones ubicadas a lo largo de una vía pública, cuyo costo de adquisición, instalación y operación podría estar a cargo de los propietarios de dichos locales, bajo responsabilidad comunal, u otra forma de gestión o promoción.

6.2 Candela (cd)

Es la unidad de intensidad luminosa igual a un lumen por estereorradián y se define como la intensidad luminosa en una dirección dada, de una fuente que emite una radiación monocromática a una frecuencia de 540×10^{12} hertz y en la cual la intensidad energética en esa dirección es 1/683 vatios por estereorradián.

6.3 Candela por metro cuadrado (cd/m²)

Unidad de luminancia.

6.4 Deslumbramiento

Condición de la visión en la cual se experimenta una molestia, o una reducción en la aptitud de distinguir los objetos, o ambas cosas simultáneamente, como resultado de una distribución desfavorable de la luminancia o de un escalonamiento entre valores extremos muy diferentes, o como resultado de contrastes exagerados en el espacio y en el tiempo.

6.5 Factor de uniformidad general de luminancia

Relación de la luminancia mínima de la superficie de la calzada a su luminancia máxima (L_{\min} / L_{\max}).

6.6 Factor de uniformidad longitudinal de luminancia

Relación L_{\min} / L_{\max} más pequeña medida sobre un eje longitudinal cualquiera de la calzada.

6.7 Factor de uniformidad transversal de luminancia

Relación L_{\min} / L_{\max} más pequeña medida sobre un eje transversal cualquiera de la calzada.

6.8 Factor de uniformidad media de luminancia (o de iluminancia)

Relación de la luminancia (iluminancia) mínima de la superficie de la calzada a su luminancia (iluminancia) media.

$$L_{\min} / L_{\text{med}} (E_{\min} / E_{\text{med}})$$

6.9 Flujo luminoso

Cantidad característica del flujo radiante que expresa la capacidad para producir sensación luminosa, evaluada de acuerdo a los valores de eficiencia luminosa relativa. Unidad: Lumen.

6.10 Iluminancia

Densidad de flujo luminoso repartido uniformemente sobre una superficie. Unidad: lux.

6.11 Iluminancia media

Media ponderada de las iluminancias medidas al centro de los elementos de superficie que componen el área total.

6.12 Índice de control de deslumbramiento (G)

Valor que expresa el grado de deslumbramiento molesto que ocasionan las instalaciones de alumbrado público (Ver el anexo N°1).

6.13 Intensidad luminosa

Cociente del flujo luminoso emitido por la fuente propagada en un elemento de ángulo sólido que contiene la dirección dada, por el elemento de ángulo sólido.

6.14 Luminancia (en un punto de una superficie en una dirección) (L)

Intensidad luminosa de una superficie en una dirección dada por unidad de área proyectada de la superficie; puede ser directa (fuente luminosa) o reflejada (superficie iluminada). Unidad: cd/m².

6.15 Luminancia media

Media ponderada de las luminancias medidas al centro de los elementos de superficie que componen el área total.

6.16 Pasos peatonales

Son aquellas vías destinadas al paso de personas ubicadas en barrios residenciales, parques, etc.

6.17 Vías regionales

Son aquellas vías que forman parte del Sistema Nacional de Carreteras. Unen grandes centros urbanos y los vinculan con el resto del país. Están destinadas fundamentalmente para el transporte interprovincial y de carga, pero en el área urbana absorben flujos de transporte urbano.

6.18 Vías subregionales

Son aquellas vías que integran ciudades y subregiones. Son de menor longitud que las vías regionales.

6.19 Vías expresas

Son aquellas vías que sirven principalmente para el tránsito de paso (origen y destino distantes entre sí), cuyas intersecciones se encuentran a diferentes niveles con el resto de las vías y cuyos accesos y salidas son totalmente controlados mediante la provisión de rampas de diseño especial. En estas vías el flujo es ininterrumpido.

6.20 Vías arteriales

Son aquellas vías que soportan apreciables volúmenes de vehículos a velocidades medias y tienen el carácter de conformar ejes viales dentro de la ciudad. Están destinadas para la circulación de paso directo, mientras que la accesibilidad al área urbana adyacente se realiza mediante vías auxiliares o rampas de ingreso y salida. Se aceptan intersecciones semaforizadas.

Las vías arteriales tienen pistas de servicio laterales para el acceso a las propiedades, permiten todo tipo de tránsito pero no el estacionamiento vehicular y se conectan a vías expresas, vías colectoras y a otras vías arteriales.

6.21 Vías colectoras

Son aquellas vías que tienen por función llevar el tránsito desde las vías locales a las arteriales y en algunos casos a las vías expresas cuando no es posible hacerlo por intermedio de las vías arteriales. Prestan servicio a las propiedades adyacentes; permiten estacionamientos ge-

neralmente controlados y la circulación de vehículos que sirven por lo general a áreas residenciales y comerciales.

6.22 Vías locales residenciales

Son aquellas vías destinadas al acceso directo a las áreas residenciales; permiten estacionamiento vehicular y existe tránsito peatonal. Estas vías se conectan entre ellas y con las vías colectoras.

6.23 Vías locales comerciales

Son aquellas que proveen acceso a los establecimientos comerciales donde el tránsito peatonal es importante.

6.24 Vías locales rurales

Son aquellas que soportan volúmenes reducidos de vehículos y proveen acceso a las viviendas mediante una infraestructura vial rústica.

6.25 Zona urbano mayor

Area donde existe todo tipo de vías, desde las regionales hasta las locales, incluyendo vías de alta velocidad asociadas a una alta generación de tránsito vehicular.

6.26 Zona urbano menor

Area donde existe todo tipo de vías, excepto las vías de alta generación de tránsito vehicular como las vías expresas

6.27 Zona urbano rural

Area habitada por pequeños centros poblados fraccionados en manzanas, ubicados en zonas rurales y fuera de la zona de expansión urbana. En esta área es aplicable proyectos de distribución eléctrica rural y se caracteriza porque el tráfico vehicular es nulo o muy reducido y el flujo peatonal muy reducido.

7 Disposiciones legales y normas a consultar

Decreto Ley N° 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas".

Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Resolución Ministerial N° 328-95-EM/VME sobre porcentaje máximo de facturación de alumbrado público.

Resolución Directoral N° 012-95-EM-DGE que aprueba directiva sobre reclamos de usuarios de servicio público de electricidad.

Publication CIE N° 30 (TC-4-6), 1976 "Calculation and Measurement of Luminance and Illuminance in Road Lighting"

Publication CIE N° 31 (TC-4-6), 1976 "Glare and Uniformity in Road Lighting Installations"

Publication CIE N° 33 (TC-4-6), 1977 "Depreciation et Entretien des Installations d' Eclairage Public"

Publication CIE N° 12.2 Recommendations for the lighting of roads for motorized traffic (1977)

Publication CIE N° 32AB Lighting in situations requiring special treatment (in road lighting) (1977)

ANEXOS

Anexo N° 1

Determinación del Índice de Control de Deslumbramiento (G)

Los principios para el cálculo del índice de control de deslumbramiento estarán en concordancia con la publicación CIE N° 31 "Glare and Uniformity in Road Lighting Installations". Puede ser descrito mediante la siguiente expresión:

$$G = 13,84 - 3,31 \log \left(\frac{I_{30}}{I_{88}} \right) + 1,3 \left(\log \frac{I_{30}^{1,7}}{I_{88}} \right) - 0,08 \log \left(\frac{I_{30}}{I_{88}} \right) + 1,29 \log (F) + 0,97 \log (L) + 4,41 \log (h) - 1,46 \log (p)$$

donde:

I_{30} / I_{88} : intensidad luminosa en cd/m² correspondiente a los ángulos 80° y 88° del plano del observador con la horizontal

- F : superficie aparente, en m², vista sobre un ángulo de 76° con la vertical
- L : luminancia media, en cd/m², sobre la calzada
- h : altura de la luminaria encima del nivel visual, en metros.
- p : número de luminarias por km. de vía

La fórmula anterior, en principio, es aplicable sólo a secciones rectas con luminarias en fila continua e idéntica distribución de luz. Los valores de "G" quedan asociados en forma ordinal de la siguiente manera:

- G = 1 deslumbramiento insoportable
- G = 3 deslumbramiento molesto
- G = 5 deslumbramiento apenas aceptable
- G = 7 deslumbramiento satisfactoriamente tolerable
- G = 9 deslumbramiento imperceptible

Declaran infundada apelación interpuesta por empresa de distribución eléctrica contra resolución mediante la cual se le impuso sanción de multa

RESOLUCION VICEMINISTERIAL N° 042-96-EM/VME

Lima, 16 de octubre de 1996

Visto, el recurso de apelación presentado por la concesionaria EDELNOR S.A., contra la Resolución Directoral N° 169-96-EM/DGE, de fecha 12 de setiembre de 1996;

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Directoral N° 169-96-EM/DGE, de fecha 12 de setiembre de 1996, se sancionó a la Empresa de Distribución Eléctrica de Chancay S.A. - EDECHANCA Y S.A. (hoy EDELNOR S.A.) con una multa 100 000 Kwh equivalente a S/. 25 820,00 (Veinticinco Mil Ochocientos Veinte Nuevos Soles), por no compensar a los usuarios por las interrupciones del suministro de energía eléctrica por déficit de generación ocurridas en su zona de concesión, los días 18 y 19 de mayo de 1996, dentro del plazo establecido por Ley;

Que, la empresa concesionaria sustenta su apelación, señalando que la multa impuesta no se encuentra tipificada en el numeral A-18 de la Escala de Multas y Penalidades aprobada por Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME, toda vez que la causal de imposición de sanción contemplada es no cumplir con otorgar la compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios y en el presente caso ellos sí han cumplido con compensar a los usuarios afectados en la facturación del mes de julio;

Que, el numeral A-18 de la Escala de Multas y Penalidades se sustenta sobre la base legal de los Artículos 57° y 86° de la Ley de Concesiones Eléctricas, y contempla la sanción a los generadores o distribuidores de energía eléctrica que no cumplan con otorgar compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios, cuando se produzca racionamiento por déficit de generación eléctrica o cuando se produzca una interrupción total o parcial por un período mayor a cuatro horas consecutivas; en ambos casos los mencionados dispositivos legales son claros al señalar que las compensaciones se deben realizar en las condiciones que establezca el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, los Artículos 131° y 168° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, establecen las condiciones en que deben realizarse la compensación a los usuarios afectados por las interrupciones debidas a déficit de generación o por problemas de distribución, señalando en ambos casos que la compensación se efectuará mediante un descuento en la facturación del usuario correspondiente al mes siguiente de producida la interrupción; motivo por el cual el incumplimiento de la obligación de compensar a los usuarios afectados por la interrupción en las condiciones

ENERGIA Y MINAS**Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos**

**DECRETO SUPREMO
N° 020-97-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

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

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

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

DECRETA:

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

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

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

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

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

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

NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS**I. OBJETIVO****II. BASE LEGAL****III. ALCANCES****IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS****TITULO PRIMERO****1. DISPOSICIONES GENERALES****TITULO SEGUNDO****2. ETAPAS DE APLICACION DE LA NORMA****TITULO TERCERO****3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS****TITULO CUARTO****4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD****TITULO QUINTO****5. CALIDAD DE PRODUCTO**

- 5.1 TENSION
- 5.2 FRECUENCIA

- 5.3 PERTURBACIONES
- 5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR
- 5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TITULO SEXTO**6. CALIDAD DE SUMINISTRO**

- 6.1 INTERRUPCIONES
- 6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR
- 6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TITULO SEPTIMO**7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL**

- 7.1 TRATO AL CLIENTE
- 7.2 MEDIOS DE ATENCION
- 7.3 PRECISION DE MEDIDA DE LA ENERGIA
- 7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR
- 7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TITULO OCTAVO**8. CALIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO**

- 8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO
- 8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR
- 8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

DISPOSICIONES FINALES**NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS****I. OBJETIVO**

El objetivo de la presente Norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844.

II. BASE LEGAL

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

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

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

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

- Resolución Directoral N° 012-96-EM/DGE que aprueba la Directiva N° 001-95-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

III. ALCANCES

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

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

a) Calidad de Producto:

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

b) Calidad de Suministro:

- Interrupciones.

c) Calidad de Servicio Comercial:

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

d) Calidad de Alumbrado Público:

- Deficiencias del Alumbrado.

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

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS

TITULO PRIMERO

1. DISPOSICIONES GENERALES

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

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

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

TITULO SEGUNDO

2. ETAPAS DE APLICACION DE LA NORMA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TITULO TERCERO

3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TITULO CUARTO

4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

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

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

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

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

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

TITULO QUINTO

5. CALIDAD DE PRODUCTO

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

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

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

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

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

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

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

5.1 TENSION

5.1.1 Indicador De Calidad.- El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

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

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

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

5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisfice los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma.

Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

Compensaciones Por Variaciones De Tensión = $\Sigma a \cdot A_p \cdot E(p)$(Fórmula N° 2)

Donde:

- p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.
- a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

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

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

Tabla N° 1

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

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

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

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, según corresponda al tipo de Cliente, por medio de equipos registradores cuyas especificaciones técnicas hayan sido aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

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

5.1.5 La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

5.1.6 Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas en todo momento; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición determinado, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos Clientes monofásicos y/o trifásicos cuyos suministros se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba", desde e incluido el Cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

5.2 FRECUENCIA

5.2.1 Indicadores De Calidad.- El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia (Δf_k) entre la Media (f_k) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal (f_N) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema:

Δf_k (%) = $(f_k - f_N) / f_N \cdot 100\%$; (expresada en: %)
(Fórmula N° 3)

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

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

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

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

- Variaciones Sostenidas (Δf_k (%)) : ± 0.6 %.
- Variaciones Súbitas (VSF) : ± 1.0 Hr.
- Variaciones Diarias (IVDF) : ±12.0 Ciclos.

5.2.4 Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: i) si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al tres por ciento (3%) del Período de Medición; ii) si en un Período de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias; o iii) si en un Período de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

5.2.5 Compensaciones por mala calidad de frecuencia.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en los numerales 5.2.3 y 5.2.4 de la Norma.

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

Compensaciones Por Variaciones Sostenidas = $\Sigma b \cdot B_q \cdot E(q)$(Fórmula N° 6)

Donde:

- q.- Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.
- b.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:

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

B_q .- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador Δf_q (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 2

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

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

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

Donde:

- b'.- Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:

Primera Etapa: $b^1=0.00$
 Segunda Etapa: $b^2=0.01$ US\$/kW
 Tercera Etapa: $b^3=0.05$ US\$/kW

B_n .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia (N_{vsf}) que transgreden las tolerancias durante el Período de Medición, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 3

N_{vsf}	B_n
$1 < N_{vsf} \leq 3$	1
$3 < N_{vsf} \leq 7$	10
$7 \leq N_{vsf}$	100

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

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

Compensaciones Por Variaciones Diarias = Σd
 $b^1 \cdot B_n \cdot P_m$(Fórmula N° 8)

Donde:

- d.- Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.
- b^1 .- Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:

Primera Etapa: $b^1=0.00$
 Segunda Etapa: $b^2=0.01$ US\$/kW
 Tercera Etapa: $b^3=0.05$ US\$/kW

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

Tabla N° 4

M_{vsf} (días)	B_n
$12 < M_{vsf} \leq 60$	1
$60 < M_{vsf} \leq 600$	10
$600 < M_{vsf}$	100

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

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

5.2.8 La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

5.3 PERTURBACIONES

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

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

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

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

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

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

5.3.3 Tolerancias:

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

b) Tensiones Armónicas.- Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i y THD) indicados en la siguiente tabla. Para efectos de esta Norma, se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2°) y la cuarenta (40°), ambas inclusive.

Tabla N° 5

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

$DPA(s) = (THD(s) - THD) / THD + (1/3) \sum_{h=2,4,6} (V_h(s) / V_h) \dots \dots \dots$ (Fórmula N° 12)

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

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

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

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

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

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

Tabla N° 6

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

5.3.8 La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de diez (10) minutos.

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

5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

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

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

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

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

5.5.5 Verificar los registros de las mediciones.

5.5.6 Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

5.5.7 Verificar el cálculo de las compensaciones.

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

TITULO SEXTO

6. CALIDAD DE SUMINISTRO

6.1 INTERRUPCIONES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

- d_i .- Es la duración individual de la interrupción i.
- K_i .- Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:
 - Interrupciones programadas en redes* : $K_i = 0.5$
 - Otras : $K_i = 1.0$

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

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

Número de Interrupciones por Cliente (N°)

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

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D°)

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

ERS : Es la Energía Registrada en el Semestre.
NHS : Es el Número de Horas del Semestre.
 Σd_i : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

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

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

- En todos los puntos de suministro a Clientes en muy alta y alta tensión.
- En todas aquellas secciones de líneas o alimentadores que atiendan directamente a Clientes en media tensión y/o subestaciones MT/BT;
- En el punto de salida de la subestación MT/BT de todos los alimentadores en baja tensión; y en aquellos puntos, distintos a los anteriores, expresamente indicados por la Autoridad, si ésta lo considera conveniente. En los dos últimos casos las mediciones se llevarán a cabo por fase.

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

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

6.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

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

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

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

6.3.4 Verificar los registros cruzando información.

6.3.5 Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

6.3.6 Verificar el cálculo de las compensaciones.

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

TITULO SETIMO

7. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

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

a) Trato al Cliente

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

b) Medios a disposición del Cliente:

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

c) Precisión de medida de la energía facturada.

7.1 TRATO AL CLIENTE

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

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

7.1.3 Tolerancias:

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

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

i. Sin modificación de redes:

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

ii. Con modificación de redes (incluyendo extensiones y aña-

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

Hasta los 50 kW: 21 días calendario
Más de 50 kW: 56 días calendario

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

Cualquier potencia: 360 días calendario.

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

c) Opciones tarifarias:

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

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

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

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

d) Reclamaciones por errores de medición/facturación

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

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

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

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

e) Otros

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

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

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

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

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

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

7.2 MEDIOS DE ATENCION

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

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

7.2.3 Tolerancias

a) Facturas

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

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

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

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

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

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

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

c) Centros de atención telefónica/fax

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

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

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

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

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

7.3 PRECISION DE MEDIDA DE LA ENERGIA

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

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

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

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

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

Table Nº 7

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

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

7.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7.5 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

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

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

7.5.3 Presenciar la instalación y/o retiro de equipos.

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

7.5.5 Verificar los resultados obtenidos.

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

TITULO OCTAVO

8. CALIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO

8.1 DEFICIENCIAS DEL ALUMBRADO

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

Tabla N° 8

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

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

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

8.2 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8.3 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

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

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

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

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

8.3.5 Verificar los registros de las mediciones.

8.3.6 Verificar los indicadores de calidad obtenidos por el Suministrador.

8.3.7 Verificar el cálculo de las compensaciones.

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

DISPOSICIONES FINALES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

Σd_i : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el mes en consideración.

Δt : Es la duración del intervalo de medición x.

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

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

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

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

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

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG



PREPUBLICACION

"BASE METODOLÓGICA
PARA LA APLICACIÓN DE
LA NORMA TÉCNICA DE
CALIDAD DEL SERVICIO
ELÉCTRICO"

Se pone a consideración de las instituciones especializadas, empresas concesionarias y autorizadas de electricidad, fabricantes y representantes de equipamientos ligados al tema, empresas consultoras, universidades, colegios profesionales, profesionales independientes y público en general, para que envíen sus opiniones y sugerencias sobre el contenido de la presente prepublicación, a partir del día siguiente de su publicación hasta el 17 de abril de 1998, dirigidas a la Gerencia de Electricidad del OSINERG, sito en Bernardo Monteagudo N° 222 Magdalena del Mar - Lima 17 o al fax 264-2722.

SEPARATA ESPECIAL

BASE METODOLÓGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

1.- OBJETIVO

La presente Base Metodológica tiene como propósito establecer los principios conceptuales para:

- la estructuración de la Base de Datos que permita una efectiva y ágil aplicación y control de la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico - NTCSE,
- el procedimiento a seguir para la ejecución de las campañas de medición y registro,
- forma de transferir la información a la autoridad, y
- definir además los requisitos mínimos del equipamiento que podrá utilizarse para tal propósito.

2.- BASE DE DATOS

Las suministradoras deberán desarrollar los mayores esfuerzos (coordinación entre las eléctricamente relacionadas) para que a más tardar dos meses antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE, proporcionen al OSINERG en soporte magnético, una base de datos informatizada que relacione a sus clientes con las instalaciones bajo su responsabilidad, y que permita identificarlos por cada componente eléctrico al que pertenece:

- Red de alta tensión.
- Subestación de transformación AT/MT
- Alimentador de media tensión.
- Subestaciones de distribución MT/BT
- Alimentador y ramal de baja tensión.

Es decir se debe establecer la relación de clientes con los ramales en baja tensión por cada alimentador BT y subestación MT/BT de distribución (SED), luego los centros MT/BT con el alimentador en MT y las respectivas subestaciones AT/MT de transformación (SET) y finalmente estas últimas con la red de alta tensión.

La citada base deberá contener como mínimo los siguientes campos: Empresa, Sucursal o Zonal, Usuario, Dirección completa del suministro, Región, Departamento, Distrito, Localidad, Código Postal, Teléfono, N° de suministro, Opción Tarifaria, Tipo de Suministro (monofásico/trifásico), Tipo de Instalación (aérea o subterránea), Potencia Contratada, Energía Promedio de los últimos 12 meses, y la vinculación usuario-ramal BT-alimentador BT-SED MT/BT. En caso de tratarse de usuarios con una antigüedad inferior a los 12 meses, se indicará el valor promedio mensual del período transcurrido.

Asimismo, deberá incluir todas las SED MT/BT, relacionando los siguientes campos: N° de Sucursal/Zonal, SET AT/MT, Alimentador MT (en red normal), Dirección, Localidad, Tipo constructivo (plataforma, a nivel o subterránea), Tipo de Alimentador MT, N° de serie del transformador, Relación de Transformación y Potencia. En aquellos centros con más de 1 transformador, se deberá incluir en la base de datos, a cada uno de los transformadores que lo componen, es decir un registro por cada transformador MT/BT.

Esta información base deberá actualizarse como mínimo en forma anual o cuando lo requiera el OSINERG, y será la referencia para verificar la selección de los puntos de mediciones rotativos que plantee la suministradora realizar en cada período de medición e identificar fácilmente a los usuarios afectados por la mala calidad del servicio eléctrico, en concordancia con lo establecido en el numeral 5.4.6 y 6.2.5 inciso a) de la NTCSE.

Conjuntamente con esta base de datos, las suministradoras entregarán al OSINERG, un Sistema de Información Georeferencial (GIS) de sus instalaciones (hasta redes de distribución secundaria en caso de empresas distribuidoras).

3.- TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN

La transferencia de información por vía informática será acordada entre el OSINERG y las Suministradoras, de acuerdo a los medios disponibles al momento de ser remitida.

En el Anexo N° 1 se definen los nombres a utilizar para los archivos, reportes o bases de datos a efectos de evitar inconvenientes en la referida transferencia de información.

Los diskettes que se utilicen deberán rotularse de acuerdo a lo indicado en el Anexo N° 2.

Las suministradoras acompañarán dicha información en soporte magnético con su correspondiente informe impreso en papel, y titulado de acuerdo a lo indicado al tratar cada campaña de medición.

Para permitir el procesamiento de la información primaria (registrada sin procesar) y la eventual reproducción de los resultados obtenidos por las empresas suministradoras, estas deberán entregar al OSINERG un (1) mes antes de finalizar la primera etapa para la adecuación a la NTCSE, el software de procesamiento correspondiente; es decir el OSINERG deberá contar con el programa informático proporcionado por la suministradora, capaz de convertir los archivos binarios en archivos ASCII, DBJ, XLS u otro formato conocido, y el programa para realizar el posterior procesamiento de la información, cálculo de la penalización y los datos complementarios. Ante cualquier cambio en los registradores y/o programas, las suministradoras deberán comunicar en un plazo de quince (15) días la variación y actualizar en consecuencia toda la información relativa a los registradores para su aprobación y adecuar y remitir los programas informáticos correspondientes.

4.- CALIDAD DEL PRODUCTO

4.1.- CRITERIOS

A fin de complementar o precisar lo ya establecido sobre este aspecto en la NTCSE, a continuación se listan algunos criterios a tenerse en cuenta para la medición, registro y procesamiento de la información, y determinación de las compensaciones relacionadas con la Calidad del Producto:

- Para la validez de las mediciones, en todos los casos la suministradora llenará las planillas que se muestran en los Gráficos N°1 y N°2, según corresponda a punto de medición en suministro o en centro de transformación, respectivamente.

- Las mediciones (tensión, flicker y armónicas) en media, alta y muy alta tensión, se registrarán en forma trifásica, simultánea y sincronizada con la energía (o potencia) suministrada. La exactitud de la medición de energía/potencia del equipo registrador incluyendo transformadores y/o pinzas, deberá ser por lo menos correspondiente a la Clase de precisión del sistema de medición empleado para la facturación en cada opción tarifaria.

- El control de la tensión en un punto de suministro en B.T. podrá realizarse sólo con un registrador de tensión, y la energía entregada en condiciones de mala calidad a clientes ubicados "aguas arriba" (clientes que efectivamente resulten afectados con una mala calidad de tensión) desde e incluido el cliente donde se hizo la medición, se evalúa según lo establecido en la Séptima Disposición Final de la NTCSE.

- En el caso de mediciones trifásicas, para la determinación de la compensación, se considerará como registro penalizable a aquél en el cual cualquiera de las tres tensiones monofásicas supere el límite admisible. Cuando más de uno de los valores monofásicos resulte fuera de los límites de tolerancia, se adoptará para el cálculo de compensaciones el máximo apartamiento de las tolerancias, registrado.

• Cada suministradora elegirá un solo punto de control permanente de la frecuencia en su red eléctrica. Sólo para los sistemas interconectados Centro-Norte y Sur, los reportes de control de frecuencia que deberán remitir ETECEN y ETESUR al OSINERG, servirán para confrontar los reportes de variaciones de frecuencia y compensaciones que reportarán las demás suministradoras integrantes de ambos sistemas interconectados.

4.2.- IMPLEMENTACIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

4.2.1.- EN PUNTOS DE SUMINISTRO

La metodología que se describe a continuación es aplicable para la medición y registro de la tensión, y/o perturbaciones en los puntos de entrega a clientes con suministros ya sea en baja, media, alta o muy alta tensión, establecidos en la NTCSE.

1er. paso. La suministradora elaborará el Programa de mediciones, seleccionando los puntos a medir en cada mes, para lo cual elaborará un listado que contemple los puntos denominados Básicos, y puntos denominados Alternativos para remplazar a los anteriores en caso de dificultades en la instalación del registrador. Dicho punto alternativo deberá ser lo más próximo al punto básico seleccionado.

La muestra mensual de puntos a medir se seleccionará aleatoriamente de cada sucursal o zonal, de cada opción tarifaria y tipo de suministro, garantizando que contenga usuarios de toda el área de concesión; teniéndose presente que la selección aleatoria se realizará sólo entre puntos no medidos en lo transcurrido del año. El OSINERG podrá variar estos puntos de medición en caso lo considere conveniente.

El programa de mediciones contendrá un Cronograma con indicación de la fecha tentativa de instalación y retiro de los registradores.

Teniendo presente que las mediciones en cada punto se deberá realizar por un período no inferior a 7 días y contemplando los tiempos de instalación y retiro del equipamiento, es razonable considerar en principio que se pueden efectuar 3 rotaciones mínimas mensuales del mismo equipamiento.

Al elaborar el cronograma tentativo de mediciones, las suministradoras deberán prever lo necesario para que los puntos sujetos a reclamos sean efectivamente medidos, no admitiéndose para estos casos el reemplazo de los mismos por clientes próximos (Puntos Básicos Próximos).

El mencionado cronograma llevará como título **CRONOGRAMA DE MEDICIONES EN PUNTOS DE SUMINISTRO SELECCIONADOS**, y deberá ser entregado al OSINERG una semana antes del inicio del mes de mediciones.

A continuación se indica el formato de Reporte a elaborar por las suministradoras y el tipo de datos que deberán ser completados por cada punto a medir propuesto. Estos reportes deberán ser enviados separadamente según el nivel de tensión de entrega: baja, media, alta o muy alta tensión.

Reporte 1

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR (*)	Ver Anexo N° 3
EMPRESA	Nombre de la Empresa Suministradora
Zonal/Sucursal	Nombre de la Zonal ó Sucursal.
Mes y año	Mes y año (MM/AA) en que corresponde registrar la medición
Nivel de entrega	Baja, Media, Alta ó Muy Alta Tensión.
Tipo de Punto	BÁSICO, ALTERNATIVO Ó RECLAMO.
Parámetro a medir	TENSIÓN Y/O FLICKER Y ARMÓNICAS
Cliente	Razón Social ó Nombre completo del cliente
Dirección	Dirección Completa del Suministro
Departamento	
Región	
Localidad	
Cod. Postal	Si aplica.
Teléfono	Del cliente (si tuviera)
N° de Suministro	
Tarifa	Opción Tarifaria acordada.
Tipo de Servicio (**)	URBANO, URBANO-RURAL Ó RURAL
Tipo de Instalación	AÉREA Ó SUBTERRANEA
Tipo de Suministro	MONOFASICO O TRIFASICO

(*) Código alfanumérico de identificación del punto. En el Anexo N° 3 se describe la formación del mismo.

(**) En concordancia a lo indicado en R.D. N° 101-97 EM/DGE y Resolución N° 022-97 P/CTE

2do. paso. Una vez finalizadas las mediciones del mes, las suministradoras entregarán la información procesada al OSINERG dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al de la medición. Esta información consistirá en la incorporación de los datos indicados en el Reporte 2.

Reporte 2

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
Marca de Registrador	
N° Registrador	
Fecha de Colocación	
Hora de Colocación	
Observación de colocación	
Fecha Retiro	
Hora de Retiro	
Observaciones de Retiro	
N° del Medidor	
Energía del Medidor	En kWh
Energía del Registrador	En kWh (opcional para BT)
Archivo	Nombre del archivo informático asignado

Los correspondientes registros sin procesar (información primaria), podrán ser recabados por el fiscalizador del OSINERG en el momento de la descarga de los mismos, posteriormente al retiro de los registradores. De no ser así, el envío directamente al OSINERG de los archivos de mediciones por parte de las suministradoras en diskettes, deberán ser acompañados por un listado impreso del nombre de los mismos.

Si por motivos debidamente justificados, se realiza la medición en puntos próximos a los definidos originalmente, se deberá renovar el Reporte 1 con los datos de dichos nuevos puntos y será remitida en forma conjunta con el Reporte 2.

Este Reporte se complementará con un informe escrito consolidado de todos los puntos medidos, penalizados o no, denominado INFORME MENSUAL DE MEDICIONES EN PUNTOS SELECCIONADOS, el cual debe incluir como mínimo:

- Datos del punto de medición (N° IDENTIFICADOR, Archivo, datos del cliente, etc.)
- Fecha y hora de inicio y fin de la medición.
- Registros de las lecturas efectuadas (totales, penalizados), y energías (o potencias) asociadas (medidas o evaluadas).
- Porcentaje total de registros fuera del rango admitido.
- Porcentaje de registros fuera del rango admitido, agrupados por banda.
- Energía total suministrada.
- Energía suministrada en condiciones de mala calidad.
- Penalizaciones determinadas.

3er. paso. Después de realizar el procesamiento de los registros y calculada la penalización, las suministradoras deberán entregar antes del último día hábil del mes siguiente al de la medición, la información de los puntos sujetos a penalizaciones únicamente, que consiste en completar los campos del Reporte 3 siguiente.

Reporte 3

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
Tiempo Total.	Cantidad de períodos totales.
Tiempo Fuera de Rango.	Cantidad de períodos fuera de rango.
Energía registrada.	Energía registrada total en Kwh
Energía fuera de rango.	Energía fuera de rango admisible en Kwh.
Penalización.	\$ ###.00
Archivo	Nombre del archivo informático asignado

Asimismo y sólo para estos casos, las suministradoras anexarán un informe individual por punto medido denominado INFORME DE PENALIZACIÓN EN PUNTO MEDIDO. Cada uno de ellos deberá contar como mínimo con el N° IDENTIFICADOR y el Nombre del Archivo para su fácil identificación y deberán sustentar los resultados de los cálculos (campos indicados en el Reporte 3), acompañando los respectivos gráficos de tensión, ó flicker y armónicas, según corresponda.

4to. paso. Al margen de las mediciones programadas, en los puntos que hayan resultado sujetos a penalización en el mes anterior, se deberán realizar remediciones con el fin de verificar la correcta solución al problema detectado con la primera medición. A tal fin, las suministradoras elaborarán un cronograma tentativo mensual de las remediciones a realizar en el mismo, el que en forma impresa será remitido al OSINERG con una antelación de una (1) semana del inicio de dicho mes, e indicando los datos del punto, N° IDENTIFICADOR y fecha de colocación y de retiro, cuya denominación será CRONOGRAMA DE REMEDICIONES EN PUNTOS DE SUMINISTRO SELECCIONADOS.

5to. paso. Una vez finalizada las remediciones del mes, las suministradoras deberán entregar la información de las mismas al OSINERG dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al de la remediación. Dicha información consiste en completar los campos indicados en el Reporte 4 que refleja el resultado de las remediciones.

Los correspondientes registros de las remediciones sin procesar (información primaria), podrán ser recabados por el fiscalizador designado por el OSINERG en el momento de la descarga de los mismos, posteriormente al retiro de los registradores.

En el caso de resultar necesario el envío directamente al OSINERG de archivos de remediciones por parte de las suministradoras en diskette, deberán ser acompañados por un listado impreso del nombre de los mismos.

Reporte 4

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
Remediación (*)	1,2,.....n
Marca de Registrador	
N° Registrador	
Fecha de Colocación	
Hora de Colocación	
Observación de colocación	
Fecha Retiro	
Hora de Retiro	
Observaciones de Retiro	
N° del Medidor	
Energía del Medidor	En kWh
Energía del Registrador	En Kwh (opcional para BT)
Archivo	Nombre del archivo informático asignado

(*) Para las remediciones, ya sea a efectos de verificar la medición o por medición fallida anterior, dicho campo se completará con 1,2,.....n según corresponda a las sucesivas remediciones del mismo.

Se completará con un informe escrito consolidado de todos los puntos remediados, penalizados o no, denominado INFORME MENSUAL DE REMEDICIONES EN PUNTOS SELECCIONADOS, incluyendo los mismos acápites indicados en el 2do. paso.

6to. paso. Después de realizar el procesamiento de los archivos y calculada la penalización, las suministradoras deberán entregar antes del último día hábil del mes siguiente al de la remediación, la información de todos los puntos, consistente en completar los campos indicados en el Reporte 5.

Reporte 5

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
Remediación	1,2,...n
Tiempo Total .	Cantidad de periodos totales.
Tiempo Fuera de Rango.	Cantidad de periodos fuera de rango.
Energía registrada.	Energía registrada total en kWh
Energía fuera de rango	Energía fuera de rango admisible en kWh
Penalización	\$###.00
Archivo	Nombre del archivo informático asignado

Asimismo, y sólo para estos casos las suministradoras enviarán un informe individual en papel, denominado INFORME DE PENALIZACIÓN EN PUNTOS SELECCIONADOS PARA REMEDIACIÓN, ya sea que la penalización resulte igual o mayor que cero. El formato y contenido del informe será idéntico al definido en el 3er paso.

Aquellas mediciones que resulten fallidas o con otros problemas que invaliden la medición, deberán repetirse dentro del siguiente mes, caso contrario se calificará como transgresión a la norma sujeta a la multa respectiva.

Cabe aclarar que la información de todo punto que sea remedido se debe incluir en los Reportes correspondientes a remediciones (Reporte 4 y 5); de forma tal que en los Reportes 2 y 3 contengan sólo los datos de la primera medición realizada en el punto, independientemente que sea válida o no.

4.2.2.- EN BARRAS BT DE SUBESTACIONES MT/BT

Se describe a continuación la metodología aplicable para la medición y registro de las perturbaciones a controlarse en la muestra representativa del número de barras de salida en B.T. seleccionadas aleatoriamente de todas las subestaciones MT/BT.

1er paso. Con una semana de antelación al mes de medición, las Suministradoras enviarán al OSINERG, una relación de las barras de salida BT seleccionadas para el control de *Flicker* y *Armónicas*, con la información y estructura mostrada en el siguiente reporte:

Reporte 1

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
EMPRESA	
Sucursal/Zonal	
Parámetro a medir	FLICKER Y ARMONICAS
Nombre	Nombre o Código de la subestación MT/BT
Dirección	
Localidad.	
Tensión MT	Tensión Nominal de Diseño lado MT en KV.
Tensión BT	Tensión Nominal de Diseño lado BT en Voltios.
Barra	Código de la barra de salida en BT, seleccionada.
Energía	Energía mensual entregada en barra BT seleccionada, en Kwh.
Personal Permanente	Si/No

Además deberá agregarse una curva de carga típica por cada subestación a controlarse.

2do paso. Sobre la base de la información recolectada en las mediciones realizadas en las barras de salida BT de las Subestaciones MT/BT, se elaborará el Reporte 2 con los siguientes datos:

Reporte 2

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
Nombre	Nombre o Código de la subestación MT/BT
Barra	Código de Identificación de la barra BT controlada
Marca del registrador	
N° del registrador	
Fecha de colocación	
Hora de colocación	
Fecha de retiro	
Hora de retiro	
Observaciones	
Archivo	Nombre del archivo informático asignado.

Este Reporte se complementará con un informe escrito consolidado de todos los puntos medidos, penalizados o no, denominado INFORME MENSUAL DE MEDICIONES EN BARRAS BT SELECCIONADAS, el cual debe incluir como mínimo:

- Datos del punto de medición (N° IDENTIFICADOR, Archivo, datos del cliente, etc.)
- Fecha y hora de inicio y fin de la medición.
- Registros de las lecturas efectuadas (totales, penalizados), y energías (o potencias) asociadas (medidas o evaluadas).
- Porcentaje total de registros fuera del rango admitido.
- Porcentaje de registros fuera del rango admitido, agrupados por banda.
- Energía total suministrada
- Energía suministrada en condiciones de mala calidad.
- Penalizaciones determinadas.

3er paso. Después de realizar el procesamiento de los registros y calculada la penalización, las suministradoras deberán entregar antes del último día hábil del mes siguiente al de la medición, la información de los puntos sujetos a penalizaciones únicamente, que consiste en completar los campos del Reporte 3 siguiente.

Reporte 3

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
Tiempo Total.	Cantidad de periodos totales.
Tiempo Fuera de Rango.	Cantidad de periodos fuera de rango.
Energía registrada.	Energía registrada total en kWh
Energía fuera de rango.	Energía fuera de rango admisible en Kwh.
Penalización.	\$###.00
Archivo	Nombre del archivo informático asignado

Asimismo y sólo para estos casos, las suministradoras anexarán un informe individual por punto medido denominado INFORME DE PENALIZACIÓN EN BARRA BT CONTROLADA. Cada uno de ellos deberá contar como mínimo con el N° IDENTIFICADOR y el Nombre del Archivo para su fácil identificación y deberán sustentar los resultados de los cálculos (campos indicados en el Reporte 3), acompañando los respectivos gráficos de perturbaciones.

4to paso. Al margen de las mediciones programadas, en los puntos que hayan resultado sujetos a penalización en el mes anterior, se deberán realizar remediciones con el fin de verificar la correcta solución al problema detectado con la primera medición. A tal fin, las suministradoras elaborarán un cronograma tentativo mensual de las remediciones a realizar en el mismo, el que en forma impresa será remitido al OSINERG con una antelación de una (1) semana del inicio de dicho mes, e indicando los datos de cada barra BT a remedir: N° IDENTIFICADOR, fecha de colocación y retiro del registrador, y cuya denominación será CRONOGRAMA DE REMEDICIONES EN BARRAS BT.

5to paso. Una vez finalizada las remediciones del mes, las suministradoras deberán entregar la información de las mismas al OSINERG dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al de la remediación. Dicha información consiste en completar los campos indicados en el Reporte 4 que refleja el resultado de las remediciones.

Reporte 4

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
Remediación (*)	1,2,.....n
Marca de Registrador	
N° Registrador	
Fecha de Colocación	
Hora de Colocación	
Observación de colocación	
Fecha Retiro	
Hora de Retiro	
Observaciones de Retiro	
N° del Medidor	
Energía del Medidor	En kWh
Energía del Registrador	En Kwh (opcional para BT)
Archivo	Nombre del archivo informático asignado

(*) Para las remediciones, ya sea a efectos de verificar la medición o por medición fallida anterior, dicho campo se completará con 1,2,....n según corresponda a las sucesivas remediciones del mismo.

Los correspondientes registros de las remediciones sin procesar (información primaria), podrán ser recabados por el fiscalizador designado por el OSINERG en el momento de la descarga de los mismos, posteriormente al retiro de los registradores.

En el caso de resultar necesario el envío directamente al OSINERG de archivos de remediciones por parte de las suministradoras en diskette, deberán ser acompañados por un listado impreso del nombre de los mismos.

El Reporte 4 se completará con un informe escrito consolidado de todos los puntos remediados, penalizados o no, denominado INFORME MENSUAL DE REMEDICIONES EN BARRAS BT SELECCIONADAS, incluyendo los mismos acápite indicados en el 2do. paso.

6to paso. Después de realizar el procesamiento de los registros y calculada la penalización, las suministradoras deberán entregar antes del último día hábil del mes siguiente al de la remediación, la información de todos los puntos, consistente en completar los campos indicados en el Reporte 5.

Reporte 5

CAMPO	OBSERVACIONES
N° IDENTIFICADOR	Ver Anexo N° 3
Remediación	1,2,....n
Tiempo Total .	Cantidad de periodos totales.
Tiempo Fuera de Rango.	Cantidad de periodos fuera de rango.
Energía registrada.	Energía registrada total en Kwh
Energía fuera de rango	Energía fuera de rango admisible en kWh
Penalización	\$###.00
Archivo	Nombre del archivo informático asignado

Asimismo, y sólo para estos casos las suministradoras enviarán un informe individual en papel, denominado INFORME DE PENALIZACIÓN EN BARRAS BT SELECCIONADAS PARA REMEDIACIÓN, ya sea que la penalización resulte igual o mayor que cero. El formato y contenido del informe será idéntico al definido en el 3er paso.

Aquellas mediciones que resulten fallidas o con otros problemas que invaliden la medición, deberán repetirse dentro del siguiente mes, caso contrario se calificará como transgresión a la norma sujeta a la multa respectiva.

Cabe aclarar que la información de todo punto que sea remedido se debe incluir en los Reportes correspondientes a remediciones (Reporte 4 y 5); de forma tal que en los Reportes 2 y 3 contengan sólo los datos de la primera medición realizada en el punto, independientemente que sea válida o no.

4.3.- EQUIPAMIENTO REFERENCIAL PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO ELÉCTRICO

Los equipos registradores a utilizar por las empresas suministradoras deberán ser de fácil traslado, y permitir el almacenamiento de información en memoria no volátil, por un lapso de 30 días como mínimo sin realizar descargas intermedias.

Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como a la intemperie. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

La medición debe ser permanente y con seguimiento de la tensión a través de una constante de tiempo de muestreo apropiada para el registro de cada parámetro.

Los registradores deberán disponer de interfase serie o paralela para computadora que permita obtener el/los archivo/s de la medición por lo menos en formato ASCII.

Los valores representativos de los respectivos intervalos de medición podrán ser obtenidos por posprocesamiento, mediante software externo.

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

La exactitud de la medición de energía/potencia del equipo registrador incluyendo transformadores y/o pinzas, deberá ser por lo menos correspondiente a la Clase de precisión del sistema de medición empleado para la facturación en cada opción tarifaria.

Las condiciones ambientales en que deberán poder funcionar los equipos de medición y registro serán las siguientes:

Rango de temperatura de operación:	-10° C a +55° C.
Rango de humedad de operación:	45% a 98%
Rango de presiones barométricas:	0.76 a 1.08 Bar, para la costa y selva. 0.45 a 0.76 Bar, para la sierra.

Los diferentes modelos de equipos de medición y registro a utilizar deberán contar con protocolos de ensayos tipo, realizados por laboratorios reconocidos. Los ensayos exigidos como mínimo serán:

- Ensayos de aislación y compatibilidad electromagnética.
- Ensayos de Compatibilidad electromagnética
- Ensayos climáticos.
- Ensayos mecánicos.

Previo a la instalación de los equipos registradores, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento que indique el fabricante y/o el OSINERG, los cuales deberán repetirse anualmente, o a solicitud del OSINERG.

Deberá notificarse al OSINERG fehacientemente con 5 (cinco) días de anticipación el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin de asistir a los mismos. En caso de no asistencia del representante del OSINERG, los ensayos se realizarán igualmente levantando el acta correspondiente.

4.3.1.- PARA EL CONTROL DE LA TENSIÓN

La variable a medir será el valor eficaz verdadero (con armónicas incluidas) o valor eficaz de la onda de frecuencia industrial, indistintamente, de la tensión en las tres fases. Sólo si la instalación elegida para medir es monofásica, se medirá esa sola fase.

La medición debe ser permanente y con seguimiento de la tensión a través de una constante de tiempo adecuada para evitar medir perturbaciones.

La exactitud del sistema de medición de la tensión deberá ser igual o mejor a la definida por la Clase 0.5 según normas IEC o equivalente.

4.3.2.- PARA LA MEDICIÓN DE FLICKER

Las características que debe cumplir el equipo de medida de Flicker para verificar los Niveles de Referencia definidos en la NTCSE, deberán seguir las recomendaciones dadas por la norma IEC-868.

4.3.3.- PARA MEDIR ARMÓNICAS

Las características que debe cumplir el equipo de medida de armónicas para verificar los niveles de referencia definidos en la NTCSE, deben estar de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 1000-4-7.

Anexo N° 1

Nombre de archivo a utilizar en los intercambios de datos

Para el intercambio de la información entre el OSINERG y las empresas suministradoras, se define la utilización de archivos informáticos. Estos pueden tener algunos de los siguientes formatos:

XBASE, ACCESS, EXCEL, INFORMIX, ORACLE

A efectos de uniformizar criterios para el intercambio de la información, se define la siguiente codificación para los nombres de los archivos utilizados sobre el tema Calidad del Producto:

Dígitos 1 y 2 Identificación de la Empresa suministradora

GP	Electroperu	BT	BHPTintaya	EC	Electro Centro
GL	Edegel	CU	Curumuy	UC	Electro Ucayali
GV	Etevensa	CA	Cemento Andino	EO	Electro Oriente
GN	Egenor	MO	Comp. Min. S.I. Moroc.	SR	Serv. Eléct. Rioja
EP	Emp. Eléctrica de Piura	DN	Edelnor	MU	Emp. Munic. Utcubamba
GM	Egamsa	DS	Luz del Sur	CO	Cons. Eléct. Villacurí
GA	Egasa	EN	EDE Cañete	ET	Electro Tocache
NS	Enersur	SM	Electro Sur Medio	MP	Emp. Mun. Paramonga

EG	Egesur	HD	Hidrandina	YO	Serv. Yauli-La Oroya
AE	Aguaytía Energy	NO	Electro Nor Oeste	AB	Albaco Ings. (Chao)
GC	Cem. Norte Pacasmayo	EN	Electro Norte	TC	Etecen
CH	Emp.Gen. de Cahua	SA	Soc. Eléc. Arequipa	TS	Etesur
EA	Electroandes	ES	Electro Sur	DP	Depolti
SH	Shougang	SE	Electro Sur Este		

Dígito 3 Identificación de la Campaña

S	Puntos de Suministro Seleccionados
R	Puntos de reclamo
B	Barras de Baja Tensión en S.E. MT/BT

Dígito 4 y 5

Identificación del año - los dos últimos dígitos del año: 98,99,00,01,.....

Dígito 6 y 7

Identificación del mes - Dos dígitos según orden del mes: 01, 02, 03,.....10,11 y 12.

Para información semestral - Identificación del semestre: S1 o S2

Dígitos 8 y 9 Identificación del Reporte.

R1	Reporte 1	Datos Básicos del punto
R2	Reporte 2	Datos procesados por la Suministr.
.....
R5	Reporte 5

Anexo N° 2

Rotulación de Diskettes de Archivos de Calidad del Producto

Para uniformizar las inscripciones en los diskettes a utilizarse para la transferencia de información referente al control de la Calidad del Producto, se definen a continuación algunas reglas a seguir por parte de las empresas suministradoras.

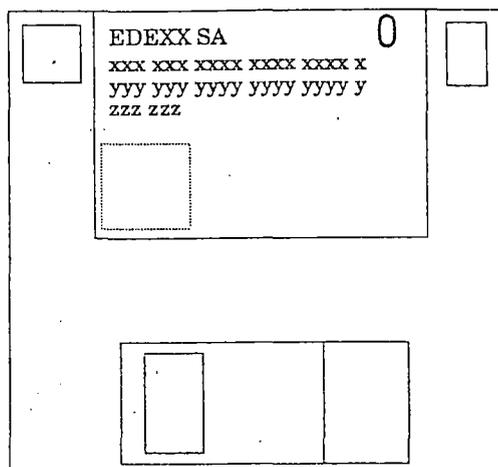
- 1) Con el diskette colocado en la posición tal que la ventana de acceso a la parte magnética este dirigida hacia abajo, escribir en la parte superior izquierda el nombre de la empresa suministradora.
- 2) En la parte derecha deberá figurar en letras de aproximadamente 1 cm. los siguientes códigos del tipo de campaña:

S	Puntos de Suministro Seleccionados
R	Puntos de reclamo
B	Barras de Baja Tensión en S.E. MT/BT

3) El resto de etiqueta se deberá usar para realizar una descripción completa de la información que contiene, indicando el mes a que corresponde la información contenida y el tipo de archivo.

4) Queda reservada la esquina inferior izquierda para uso interno del OSINERG.

Se muestra esquemáticamente un ejemplo:



Anexo N° 3

Formación del N° IDENTIFICADOR

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca:

POSICIÓN	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA	CÓDIGO
1 y 2	Empresa	Identificación de la Empresa Suministradora (dos letras).	Ver Anexo N° 1
3	Campaña	Puntos de Suministro Seleccionados Puntos de Reclamo Barras de Baja Tensión en S.E. MT/BT	S R B

POSICIÓN	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA	CÓDIGO
4 y 5	Año	Los dos últimos dígitos del año	
6 y 7	Período	Dos dígitos según orden del mes: 01,02,.....,12 Para información semestral: S1 y S2	
8 y 9	Zonal/Sucur.	Dos dígitos asignados por cada suministradora.	
10	Tipo de Punto de Medición	Básico Alternativo	P X
11	Parámetro medido	Una letra: Tensión Frecuencia Flicker ó Armónicas	T F K A
12	Medición	0 para primera medición 1, 2,.....n para sucesivas remediciones	0, 1, 2,.....n

Ejemplo: SMR990832PT2

Donde:

SM: Electro Sur Medio
R: Punto de reclamo
99: año 1999
08: mes de agosto
32: sucursal Barrio Lindo
P: punto básico
T: punto de la tensión
2: segunda remedición.

GRÁFICO N° 1

EMPRESA:

PLANILLA DE MEDICIÓN EN SUMINISTROS	N°IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

ZONAL/SUC:	DEPARTAMENTO:	REGIÓN:
------------	---------------	---------

COLOCACIÓN	FECHA Y HORA:
------------	---------------

DATOS DEL USUARIO			
NOMBRE:			
DIRECCIÓN:			
LOCALIDAD:			
IDENTIF.:			
COD POSTAL:		TELÉFONO:	
PARÁMETRO A MEDIR:	TENSIÓN	FLICKER	ARMÓNICAS

OBSERVACIONES DE COLOCACIÓN				

TIPO DE INSTALACIÓN		TIPO DE SUMINISTRO		
SUBTERR.	AEREA	URBANA	URB-RURAL	RURAL

MEDIDOR DE FACTURACIÓN			
NÚMERO:			
MARCA:			
MODELO:			
ESTADO:			
TIPO:	MONOF.	TRIF.	
RETIRADO	SI	NO	
TARIFA:			

TIPO DE PUNTO		
BASICO	ALTERNAT.	RECLAMO
REEMPLAZA A:		

REGISTRADOR COLOCADO:

MARCA:
NÚMERO:

.....
INTERVINO POR EL OSINERG
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
USUARIO
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
FIRMA Y ACLARACIÓN.

RETIRO	FECHA Y HORA:
--------	---------------

MEDIDOR DE FACTURACIÓN
NÚMERO:
MARCA:
MODELO:
ESTADO:
ENERGÍA MEDIDA:

OBSERVACIONES DE RETIRO

INTERVINO POR EL OSINERG
 FIRMA Y ACLARACIÓN
 Nota: La firma del Usuario sólo acredita su presencia en la medición

GRAFICO N° 2

EMPRESA:	
PLANILLA DE MEDICIÓN EN BARRA DE SALIDA B.T.	N° IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

ZONAL/SUC.:	DEPARTAMENTO:	REGIÓN:
-------------	---------------	---------

COLOCACIÓN	FECHA Y HORA:
------------	---------------

NOMBRE Ó CÓD. DE LA S.E.D:			
DIRECCIÓN:			
LOCALIDAD:			
CODIGO DE BARRA BT SELECCIONADA:			
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN:			

PARÁMETRO A MEDIR Y TIPO DE PUNTO		
TENSIÓN	FLICKER	ARMONICAS
BÁSICO	ALTERNATIVO	RECLAMO.
REEMPLAZA A:		
REEMPLAZADO POR:		

CARACTERÍSTICAS			
TIPO DE S.E.D	PEDEST.	AÉREA	OTRA
RED EN MT	AEREA	SUBT.	MIXTA
RED. B.T.	AEREA	SUBT.	MIXTA
TIPO DE SUMIN.	URBANO	URB-RURAL	RURAL

REGISTRADORES COLOCADOS	
NÚMERO:	
MARCA:	
NÚMERO (para energía):	
MARCA (para energía):	

OBSERVACIONES DE COLOCACIÓN

.....
 INTERVINO POR EL OSINERG
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
 INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
 FIRMA Y ACLARACION

RETIRO	FECHA Y HORA:
--------	---------------

OBSERVACIONES DE RETIRO

.....
 INTERVINO POR EL OSINERG
 FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
 INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
 FIRMA Y ACLARACION

5.- CALIDAD DEL SUMINISTRO

En el presente acápite se describe el procedimiento a seguir para el control de la Calidad del Suministro, que como ya se estableció en la NTCSE, está estrechamente relacionado con las interrupciones del servicio.

5.1.- CRITERIOS

A fin de complementar o precisar lo ya establecido sobre la materia en la NTCSE, se indican a continuación algunos criterios que se tomarán en cuenta en el registro y procesamiento de la información y determinación de las compensaciones relacionadas con la calidad del suministro eléctrico.

5.1.1. Interrupciones Monofásicas.- De producirse interrupciones monofásicas y en el caso que la suministradora no cuente con la vinculación usuario-red que permita identificar la fase real a la cual se halla relacionado cada uno de ellos, se considerará para los efectos del cómputo, que las citadas interrupciones involucren a la totalidad de los usuarios asociados a la red afectada, independientemente de la fase a la que se hallen conectados, quedando a cargo de la Suministradora la consecución de pruebas necesarias a fin de identificar en cada caso particular, los usuarios que no hubieran resultado comprometidos por la interrupción a efectos de su exclusión del cálculo de las compensaciones.

5.1.2. Interrupciones por morosidad u otras causas.- Las interrupciones relacionadas con domicilios de usuarios en situación de corte de suministro ordenado por la propia Suministradora como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por Ley, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de calidad del suministro.

5.1.3. Usuarios con antigüedad menor a un semestre.- La estimación de la energía a emplear por la Suministradora como base de cálculo para la determinación de la compensación por incumplimiento en los niveles de Calidad del Suministro prestada a usuarios con una antigüedad inferior a un semestre, será definida en función del consumo habido, proyectado para un período anual.

5.1.4. Suministros dados de baja.- Para el caso de suministros dados de baja, se computarán las interrupciones hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia. La energía semestral necesaria para el cálculo de la eventual compensación correspondiente se determinará proyectando los valores de energía facturados con anterioridad a la fecha de baja del servicio.

5.1.5. Suministros con opción tarifaria modificada.- En el caso de usuarios que hayan modificado su opción tarifaria, se computarán las interrupciones producidas desde el inicio del semestre hasta la fecha del cambio, según los límites fijados que se corresponden con la tarifa de dicho período. Las interrupciones producidas desde el cambio tarifario hasta el final del semestre se cotejarán con los límites que se correspondan con la nueva tarifa.

5.1.6. Sistema de recepción de reclamos.- Al ser una de las alternativas que el horario inicial de las interrupciones de BT y los ramales de MT sea determinado por el sistema de reclamos, la Suministradora deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato durante las 24 horas del día, y que la fecha y hora de recepción del reclamo quede registrado en forma automática.

5.1.7. Libro de Registro de Interrupciones.- Las suministradoras deberán implementar como mínimo el uso de un Libro de Registro, en el que se asentarán con su respectivo número de orden todos los eventos que afecten a dicha red, produciendo interrupciones a los usuarios. El libro de registro deberá ser numerado, foliado y rubricado por el personal autorizado de la suministradora, con jerarquía tal que garantice al OSINERG la correcta utilización de los mismos y la veracidad de la información volcada en ellos. En el mismo se consignará:

- N° de orden
- Fecha y hora de inicio de la interrupción
- Instalaciones afectadas
- Breve descripción de la falla
- Fecha y hora de las sucesivas reposiciones, hasta el restablecimiento total del servicio.

Un (1) mes antes de finalizar la primera etapa de adecuación de la NTCSE, las suministradoras informarán como se han dividido los puntos de registro, sus zonas de influencia e instalaciones existentes en MT, nómina y jerarquía del personal autorizado que rubricará los Libros de Registro, como así también el lugar preciso donde se encontrarán depositados, los que deberán estar permanentemente a disposición del OSINERG o del personal que éste expresamente designe.

5.2.- INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN

El intercambio de la información entre el OSINERG y las empresas Distribuidoras se efectuará con los medios disponibles al momento de ser remitida, preferentemente mediante correo electrónico o en su defecto mediante diskette, o vía FAX para la información diaria. Las empresas distribuidoras deberán extremar los esfuerzos y coordinar con el OSINERG, a fin de eliminar el intercambio de información por otros medios que no sean el correo electrónico.

5.2.1.- REPORTES DE INFORMACIÓN

Se establecen 3 tipos de reporte:

- Reporte Diario
- Reporte Semestral
- Reporte Excepcional

a) Reporte Diario

En la Tabla N° 1 se adjunta el formato del Reporte diario correspondiente, para el envío de información dentro de las 24 horas siguientes a la ocurrencia de la interrupción.

Se deberá incorporar el número de interrupción de acuerdo al orden correlativo utilizado en el Libro de Registro.

b) Reporte Semestral

La información a través de este canal, será presentada al OSINERG dentro de los veinte (20) primeros días calendario siguientes al semestre reportado, y deberá ser clasificada en forma mensual o semestral según se muestran en las Tablas N°2 a la N°12.

Se deberán consignar la totalidad de las interrupciones registradas en el período, indicando mediante el código correspondiente la causa y motivo de la interrupción de acuerdo a lo indicado en el Anexo N° 4.

Conjuntamente con la información a entregarse según lo indicado en el acápite 6.2.7 de la NTCSE, se deberán presentar los documentos sustentatorios correspondientes.

c) Reporte Excepcional

En los casos de emergencia en el sistema eléctrico o a pedido especial del OSINERG las Suministradoras comenzarán a enviar información según el formato desarrollado en el Cuadro A.

Se considerará que el sistema eléctrico está en emergencia cuando una falla produzca una interrupción en el suministro a un número superior a 50.000 usuarios, o cuando se produzca la salida de servicio de una subestación AT/MT, o en los casos en que se produzcan fallas generalizadas que dejen fuera de servicio más de 200 centros de transformación MT/BT.

Finalizada la emergencia, la Suministradora en un plazo no mayor de tres (3) días hábiles deberá entregar al OSINERG un informe pormenorizado del acontecimiento y de sus consecuencias.

5.2.2.- IDENTIFICACIÓN DE ARCHIVOS

La Suministradora deberá remitir la información, organizada en tablas (base de datos) con los formatos que se encuentran detallados en el Anexo 4 de la presente.

Las citadas tablas deberán entregarse al OSINERG por vía informática, nombradas de acuerdo a la codificación indicada a continuación:

a) Reporte Diario

Para la información a remitirse diariamente, se identificarán los Reportes y/o archivos con la fecha correspondiente a la de envío de la información.

XXddmmaa.xxx

Donde; XX: Identifica a la empresa suministradora
 ddmmaa: Fecha de envío del archivo (día, mes, año)
 ext: Extensión del archivo

b) Reporte Semestral

Se identificarán los juegos de datos de acuerdo a la siguiente codificación:

Para información mensual: AAnnmmaa.ext

Para información semestral: AAnnSxxx.ext

Donde; AA: Identifica la empresa suministradora.
 nn: N° correlativo de Tabla
 mmaa: mes y año correspondiente a la información contenida
 xxx: N° correlativo de semestre, iniciando en 001
 ext: extensión del archivo

Tabla 1. – Reporte Diario

Campo	Descripción
Número	Número de interrupción correlativo, correspondiente al Libro de Registro.
Zonal	Número, código o nombre de la zona operativa o sucursal.
Local	Barrio(s), zona(s) o Localidad(es) afectada(s) por la interrupción.
Equip	Relación de equipos fuera de servicio, indicando potencia nominal respectiva.
Fecha1	(DD/MM/AA) Fecha de inicio de la interrupción.
Hora1	(hh:mm) Hora de inicio de la interrupción.
Fecha2	(DD/MM/AA) Fecha de finalización de la interrupción.
Hora2	(hh:mm) Hora de finalización de la interrupción.
Numclie	Número aproximado de clientes afectados.
COD	Código de causa de interrupción (Anexo 4, concatenado o no al código de la empresa).
Mot	Motivo de la interrupción detectado hasta el momento del envío de la información.
OBS	Observaciones o comentarios sobre la interrupción.

Tabla 2.-Tabla de interrupciones (mensual)

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción).
Sistema	AT-MT-BT.
Origen	Externa-Interna.
Tipo	Forzado-Programado.
Fecha_in	Fecha y Hora de inicio de la interrupción.
Fase_in	Fases afectadas - R,S,T,RS,RT,ST,RST.
Opera_red	Red - Normal o Alterada.
Id_elem	Identificación del elemento de red origen de interrupción.
Tipo_ele	Descripción del elemento de red origen de interrupción(línea, interruptor, fusible, puente, etc).
SSEE	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.
Aliment.	N° de alimentador desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.
Cen_MT/BT	N° de centro MT/BT, N° de barra, N° de transformador y N° de salida desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.

Tabla 3.- Tabla de interrupciones no computables (mensual)

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción).
Causa	Interrupción con origen en la instalación propia del usuario (sin afectar a otros usuarios), reclamo de usuario por interrupción no válido, interrupción con duración ≤ 3 minutos.

Tabla 4.- Tabla de reposiciones (mensual)

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción).
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción).
Fecha_Rp	Fecha y Hora de la reposición.
Fase_Rp	Fase repuesta - R,S,T,RS,RT,ST,RST.
Id_elem	Elemento maniobrado para reposición.
Tipo_ele	Descripción del elemento de red origen de la reposición (línea, interruptor, fusible, puente, etc.).
SSEE	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.
Aliment.	N° de alimentador desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.
Cent_MT/BT	N° de centro MT/BT, N° de barra, N° de transformador y N° de salida desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.
Usu_BT	Cantidad de usuarios de BT repuesto.

Tabla 5.- Tabla de centros de transformación MT/BT afectados (mensual)

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción).
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción).
Cent_MT/BT	N° de centro MT/BT, N° de barra y N° de transformador repuesto.
KVA_Rp	KVA del transformador repuesto.
Fase_Rp	Fase repuesta - R,S,T,RS, RT,ST, RST.
Usu_AT/MT	Cantidad de usuarios de BT repuesto por cada transformador para interrupciones que afecten al sistema en AT o MT.

Tabla 6. Tabla de usuarios en AT y MT afectados (mensual)

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción).
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción).
Id_AT_MT	Identificador de cada usuario AT o MT repuesto.
Pot_cont	Para tarifas 2 y 3. En kVA o energía anual suministrada * 0,85/8760.
Tens_ali	Tensión de alimentación al usuario.

Tabla 7. Tabla total de instalaciones para operación red normal (mensual)

Campo	Descripción
Cod_ali	N° o código del alimentador de MT.
Zona	Código o nombre de la zona o sucursal.
SSEE	Código o identificación de la Subestación AT/MT a la cual pertenece el alimentador.
Trafos	Cantidad total de transformadores MT/BT por alimentador para división red normal.
KVA_inst	KVA instalados total para cada alimentador como suma de potencias nominales de transformadores MT/BT para operación red normal.
Cant_usu	Cantidad total de usuarios MT por alimentador para operación red normal.
Pot_con	Potencia total contratada por los usuarios MT en kVA o Energía anual suministrada X 0,85/8760 para cada alimentador en operación red normal.

Tabla 8.- Tabla de reclamos de usuarios (mensual y sólo los correspondientes a falta de suministro)

Campo	Descripción
N° reclamo	N° de reclamo asignado por la DISTRIBUIDORA.
Usuario	Nombre del usuario que reclamó por corte de suministro.
Direc_us	Dirección del usuario que reclama por corte de suministro.
Manza_us	N° de manzana del usuario que reclama por corte de suministro.
Sumi_us	N° de suministro del usuario que reclama por la interrupción.
Fecha_Re	Fecha y Hora de ingreso del reclamo.
Id_inter	Identificación de la interrupción motivo del reclamo (unívoca para cada interrupción).

Tabla 9. Tabla de interrupciones por usuario (semestral)

Campo	Descripción
Id_Usuar	N° de identificación único del usuario (N° de Suministro).
Id_inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción).
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción).

Tabla 10.- Tabla de compensaciones por usuario (semestral)

Campo	Descripción
Id_Usuar	N° de identificación única del usuario (N° de Suministro).
Compensación	Compensaciones para cada usuario por mala calidad del suministro.

Tabla 11. Tabla total de datos comerciales por usuario (semestral)

Campo	Descripción
Sucursal	
Id-Usuar	N° de identificación única del usuario (N° de Suministro).
Nombre	Nombre completo del usuario.
Direcc	Dirección completa del usuario.
Localid	Localidad.
Cód_Post	Código Postal.
Manza_us	N° de manzana al cual pertenece el usuario.
Tarifa	Opción Tarifaria.
Pot_cont	En kVA o energía anual suministrada * 0,85/8760.
Tens_ali	Tensión de alimentación al usuario.
Co_anual	Consumo anual.
Cent_MT/BT	N° de centro MT/BT, N° de barra, N° de transformador y N° de salida que alimenta al usuario en operación red normal.
Fase_con	Fase a la cual está conectado - R,S,T,RS,RT,ST,RST.

Tabla 12. Tabla de suspensión del suministro por usuario (semestral)

Campo	Descripción
Id_Usuar	N° de identificación única de usuario (N° de Suministro).
Fecha_co	Fecha y hora del corte de suministro.
Fecha_re	Fecha y hora del restablecimiento del suministro.
Mot_susp	Motivo de la suspensión del suministro (morosidad, factor de potencia, etc).

ANEXO 4

CÓDIGOS DE CAUSA DE INTERRUPCION	
S	Orden de corte de suministro
C	Condiciones Climáticas extremas
I	Inundaciones
T	Otras causales
E	Instalaciones afectadas por fraude
P	Maniobra programada
X	Externas
B	Internas BT
M	Internas MT
A	Internas AT

Estos códigos pueden ser concatenados a los códigos de causas de interrupciones existentes en cada empresa, o pueden ser un campo independiente.

Cuadro: A

EMPRESA:

**INFORME AL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
EVOLUCIÓN DE LAS ANORMALIDADES**

UNIDAD OPERATIVA	ALIMENTADORES FUERA DE SERVICIO (*)	TOMAS FUERA DE SERVICIO (*)	CLIENTES AFECTADOS (*)	TRANSFORMADORES FUERA DE SERVICIO (*)	PRINCIPALES SECTORES AFECTADOS (*)
1					
2					
3					
4					
SUBTOTAL					
CENTROS DE CONSUMO					
1					
2					
3					
4					
SUBTOTAL:					
TOTAL:					

(*)=CANTIDADES

ESTADO

- A LAS 8HS
- A LAS 12 HS
- A LAS 18 HS

TOTAL DE CLIENTES AFECTADOS POR LAS ANORMALIDADES

OBSERVACIONES:

6.- CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL**6.1.- INTRODUCCIÓN**

Según la NTCSE se tendrá en cuenta tres subaspectos aplicables sólo en las actividades de distribución de la energía: Trato al Usuario, Medios de Atención al Usuario y Precisión de la Medida de la Energía.

La presente Base Metodológica es una guía de procedimiento para la aplicación de los subaspectos mencionados.

6.2.- TRATO AL CLIENTE**6.2.1.- Nuevas conexiones y modificación de potencia**

La Suministradora deberá elaborar y proporcionar al cliente en un plazo máximo de 5 días útiles contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud, el respectivo presupuesto de la conexión para su revisión y aprobación por parte del usuario. Este deberá contener la información detallada de los costos y de los materiales presupuestados.

Las Suministradoras deberán alcanzar al OSINERG dentro de los 15 días calendario posteriores a la finalización de un mes en forma impresa y en diskette, un listado mensual relativo a la solicitud de nuevos suministros y de ampliación de potencia contratada, para lo cual habilitarán una base de datos que proporcionarán al mismo tiempo al OSINERG, la que contendrá por lo menos la información siguiente:

Ver FORMATO N°1

6.2.1.1 De lo solicitado**-Conexiones individuales**

- a. Nombre del solicitante
- b. Dirección del predio
- c. Fecha de recepción de la solicitud
- d. Tipo de solicitud (nuevo suministro o variación de potencia)
- e. Fecha de elaboración del presupuesto respectivo
- f. Materiales y mano de obra contemplados en el presupuesto
- g. Monto del presupuesto aprobado por el usuario
- h. Calificación de la solicitud (sin modificación, con modificación de redes o expansión sustancial)

-Conexiones en grupo

- i. Nombre del agrupamiento o edificio
- j. Número de lotes o de departamentos
- k. Banco de medidores o Columna montante
- l. Requerimiento de SSEE

6.2.1.2 De lo atendido**-conexiones individuales**

- a. Fecha de pago del presupuesto por el cliente
- b. Trabajos necesarios en la red por parte del suministrador
- c. Fecha de puesta en servicio
- d. Número del suministro asignado

-conexiones en grupo

- e. identificación de SSEE
- f. Números asignados a los suministros

Las Suministradoras mensualmente deberán alcanzar al OSINERG, una lista de aquellas solicitudes cuyos tiempos de atención excedieron las tolerancias señaladas en el numeral 7.1.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), manifestando la justificación de lo ocurrido en cada caso.

6.2.2.- Reconexiones

Las Suministradoras semestralmente alcanzarán a OSINERG en los primeros 10 días calendario del mes siguiente, la relación de usuarios, fecha y hora en que el usuario levantara las causales del corte de su servicio, fecha y hora de la reconexión de su suministro e indicando:

Ver FORMATO N°2

- Para reconexión

- a) caso retiro de fusible
- b) caso corte de cable
- c) retiro de conexión

- Para reinstalación

- d) caso que se retiró conexión
- e) caso por otros motivos

6.2.3.- Opciones tarifarias

Las Suministradoras habilitarán una base de datos, donde se registre mes a mes los cambios de opciones tarifarias solicitadas por los usuarios; la base de datos contendrá por lo menos lo siguiente:

Ver FORMATO N°3

1. Número de suministro
2. Nombre del titular
3. Período de vigencia de la antigua opción tarifaria
4. Fecha de anterior cambio de opción tarifaria
5. Fecha de la solicitud de cambio a ser atendida
6. Código de la solicitud
7. Marca y modelo medidor antiguo
8. Marca y modelo medidor nuevo
9. Fecha de respuesta del suministrador
10. Fecha de cumplimiento de requisitos
11. Monto pagado por cambio de medidor
12. Fecha de cambio de la opción tarifaria
13. Opción tarifaria anterior
14. Opción tarifaria nueva
15. Días comprendidos entre la fecha de recepción de la solicitud y la del cambio de la opción
16. Días comprendidos entre la fecha de recepción de solicitud y la de respuesta especificando los requisitos para el cambio de opción
17. Días comprendidos entre la fecha del cumplimiento de requisitos y la del cambio en el sistema.

Representantes del OSINERG tendrán acceso a la base de datos especificada y a su información sustentatoria. Esta base de datos e información complementaria será alcanzada al OSINERG semestralmente dentro de los primeros 10 días calendario de finalizado el semestre, sin embargo, a requerimiento del OSINERG, ésta se remitirá para un determinado mes.

6.2.4.- Reclamos por errores de medición / facturación

Las empresas habilitarán una base de datos, donde se registre mes a mes los reclamos por errores de medición y/o facturación, la base de datos contendrá por lo menos lo siguiente:

Ver FORMATO N°4

1. Número de suministro
2. Nombre del titular
3. Fecha de emisión de la factura (día 15)
4. Fecha del reclamo
5. Forma del reclamo (escrito/ verbal)
6. Código del reclamo
7. Acción(es) tomada(s) por la Suministradora (ver tabla)
8. Resolución o carta de respuesta
9. Favorable, Favorable en parte, desfavorable
10. Fecha de contraste efectuado, si procedía
11. Tipo de error detectado: %error, corriente de fuga, otros
12. Fecha de emisión de la posterior factura
13. Fecha de error detectado por repetición en otro usuario
14. Número de usuarios afectados y corregidos por similitud de error de medición o facturación

Las Suministradoras alcanzarán semestralmente al OSINERG, dentro de los 10 días calendario del mes siguiente, la relación detallada de los usuarios reclamantes señalando el motivo del reclamo, fecha de solución o estado de la atención que corresponda.

El OSINERG puede solicitar en cualquier oportunidad una relación de los casos de reiteración.

Las Suministradoras reportarán semestralmente al OSINERG, dentro los 10 días calendario del mes siguiente, la relación de los usuarios atendidos por similitud con las reclamaciones de los usuarios con quejas en trámite durante el semestre anterior.

La Suministradora deberá presentar semestralmente, dentro de los 10 primeros días de julio y enero, a OSINERG el contenido del "Libro de Observaciones" que tenga a disposición de los usuarios en cada Centro de Atención Comercial, incluyendo la información ampliatoria que al respecto se requiera.

La Suministradora, dentro los 20 primeros días de julio y enero, presentará a OSINERG un informe semestral conteniendo los pedidos y reclamaciones recibidos, discriminados por causas e indicando los tiempos medios de atención o resolución de los mismos. Adjuntando un registro informático detallado los casos en que excedieron los plazos establecidos, indicando los datos de los usuarios afectados, motivo de las reclamaciones así como tiempo transcurrido hasta la solución correspondiente, precisando el o los motivos de las demoras.

La Suministradora entregará semestralmente a OSINERG, en los 10 primeros días, la relación de los comprobantes de solicitudes o reclamos, con código correlativo, de recepción de las solicitudes consignando la fecha de recepción, el motivo del mismo, nombre del cliente, el número del suministro y la fecha de atención.

6.3.- MEDIOS DE ATENCION AL CLIENTE

6.3.1.- Facturas

La Suministradora reportará semestralmente al OSINERG sobre su sistema de reparto oportuno de facturas, informando sobre los inconvenientes habidos y el porcentaje de eficiencia por Centro de Atención al usuario. Así como la cantidad de las facturas emitidas basándose en promedios, estimados, que impliquen recuperos, liquidación de consumos y las refacturas emitidas por 2 o más meses.

Las facturas deberán indicar como mínimo:

- fecha de emisión.
- fecha de vencimiento para su cancelación sin recargos.
- lecturas reales.
- magnitudes físicas de consumo.
- potencia contratada.
- cargos fijos por potencia y energía.
- cargas impositivas desagregadas.
- fecha de corte por pagos pendientes si fuera el caso
- estadísticas mensuales de consumo del usuario de últimos 12 meses rubros y montos de todas las compensaciones pagadas al usuario.
- lugares de pago, dirección, teléfono y horario locales atención usuarios.
- teléfono para recepción de reclamos.
- requisitos y procedimiento que debe seguir usuario para presentar una reclamación, realizar seguimiento; Incluyendo segunda instancia.

6.3.2.- Registro de reclamos

La Suministradora alcanzará semestralmente a OSINERG, dentro de los primeros 10 días del mes siguiente, un listado de los pedidos, solicitudes o reclamos de los usuarios, mostrando en el mismo el seguimiento de cada caso, consignando fecha de solución y respuesta final al cliente, discriminando por casos:

Ver FORMATO N°5

- recupero
- mediciones
- intereses
- deuda de inquilinos
- calificación tarifaria
- aporte financiación recuperable
- alumbrado público
- opción tarifaria
- disminución de potencia contratada
- otros

6.3.3.- Atención telefónica/fax

La Suministradora mensualmente alcanzará a OSINERG, dentro de los primeros 10 días del mes siguiente, un informe sobre el N° de reclamos vía teléfono/fax por falta de servicio, mencionando el código que correspondió en cada caso.

Ver FORMATO N°6

6.4.- PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA**6.4.1.- Elección de la muestra**

Las Suministradoras remitirán una semana antes de la finalización de cada mes, la muestra propuesta mensual (parte de la muestra semestral de inspección) del programa de mediciones del siguiente mes, para aprobación del OSINERG.

La muestra deberá ser representativa de la concesión de la Suministradora y deberá ser repartido en proporción al número de clientes entre c/u de sus diversos sistemas eléctricos de distribución que atiende según los pliegos tarifarios vigentes.

Obtenido el número de mediciones a efectuarse en cada uno de los sistemas eléctricos de distribución, éstos se repartirán por alimentadores de baja tensión de diferentes subestaciones de distribución MT/BT, las que se elegirán en forma aleatoria.

Las lecturas mensuales propuestas, se seleccionarán teniendo en cuenta que en el menor tiempo posible se alcance a realizar una inspección de lectura a por lo menos un cliente de cada llave de baja tensión.

6.4.2.- Precisión de las lecturas

Se informará al usuario con 3 días útiles de anticipación, sobre el día y la hora de la inspección.

Se elaborará un acta donde consten los porcentajes de error de medición, indicando lo registrado por el medidor patrón y lo que registró el medidor instalado en el suministro del usuario para cada una de las pruebas.

La prueba técnica de medición propiamente se realizará según contraste del equipo de medición y con lo establecido en la norma IEC-514, la contrastación deberá comprender por lo menos lo siguiente:

- Identificación Medidor, estado del mismo y sus conexiones
- Lectura del estado inicial con que empieza la prueba
- Verificación de la constante del medidor
- prueba en vacío bajo carga 0.001 In
- prueba bajo carga 5% In (error aceptado \pm 3.5%)
- prueba bajo carga In (error aceptado \pm 2.5%)
- prueba bajo carga I max = 4 a 6 In

6.4.3.- Resultados de las inspecciones

Los resultados de los contrastes de medición serán remitidos mensualmente al OSINERG dentro de los primeros 10 días de cada mes, según lo siguiente:

Ver FORMATO N°7

Nombre del cliente

N° suministro

Prueba en vacío

Energía registrada al 5% de I nominal del medidor patrón

Energía registrada al 5% de I nominal del medidor del usuario

Energía registrada al 100% de I nominal del medidor patrón

Energía registrada al 100% de I nominal del medidor del usuario

% de error al 5% de I nominal

% de error al 100% de I nominal

% de error al 400% de I nominal

La Suministradora deberá diseñar y mantener un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro referentes a los últimos 10 (diez) años.

La Suministradora, en los primeros 20 (veinte) días calendario de cada semestre, entregará a OSINERG:

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

La Suministradora permitirá el acceso a OSINERG o su representante a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información u otros relacionados con el control de la calidad del servicio.

6.5.- INSTRUMENTOS PATRÓN

Deberán ser del orden de precisión de 4 veces menor que el que se va a inspeccionar.

Para un medidor de un usuario cuya clase de precisión es de 2, se requiere un instrumento patrón máximo de clase 0.5.

ANEXOS

Para ser tenido en cuenta en el diseño de las Bases de Datos, mencionadas en la Base Metodológica para el control de la Calidad del Servicio Comercial, adjuntamos:

FORMATO N°1

SOLICITUDES DE NUEVOS SUMINISTROS O VARIACIÓN DE LOS EXISTENTES.

FORMATO N°2

ATENCION DE RECONEXIONES Y REINSTALACIONES

FORMATO N°3

CAMBIOS DE OPCIONES TARIFARIAS SOLICITADAS POR LOS USUARIOS

FORMATO N°4

RECLAMOS DE USUARIOS POR ERRORES DE MEDICIÓN Y/O FACTURACIÓN

FORMATO N°5

SEGUIMIENTO PEDIDOS, SOLICITUDES Y RECLAMOS DE LOS USUARIOS

FORMATO N°6

SEGUIMIENTO RECLAMOS TELEFÓNICOS / FAX POR FALTA DE SERVICIO

FORMATO N°7

RESULTADOS DE LAS INSPECCIONES

FORMATO N°1

SOLICITUDES DE NUEVOS SUMINISTROS O VARIACIÓN EN LOS EXISTENTES

EMPRESA:

CONEXIONES INDIVIDUALES SOLICITADAS		Caracteres
A	Nombre del solicitante	20
B	Dirección del predio	15
C	Fecha de recepción de la solicitud	6
D, E	Tipo de solicitud: nuevo Suministro (D) o variación de potencia (E)	2
F	Fecha de elaboración del presupuesto respectivo	6
G, H	Materiales (G) y mano de obra (H) Monto en Nuevos Soles	6
I	Monto del presupuesto cancelado por el solicitante	6
J, K	Calificación de la solicitud: sin modificación (J), con modif.(K)	2

CONEXIONES INDIVIDUALES ATENDIDAS

L	Fecha de pago del presupuesto	6
M	Trabajos en la red por la Suministradora	6
N	Fecha de puesta en Servicio	6
O	Número del suministro asignado	6

CONEXIONES SOLICITADAS EN GRUPO

P, Q	Nombre del Agrupamiento (P) o Edificio (Q)	20
R	Ubicación del Agrupamiento o del Edificio	15
S	Fecha de recepción de la solicitud	6
T	Tipo de solicitud: nuevos suministros (T) o variación de potencia (U)	6
U, V	Número de lotes (U) ó de Departamentos (V)	2
W	Fecha de elaboración de presupuesto	6
X, Y	Banco de Medidores (X) o Columna Montante (Y)	1
Z	Requerimiento de SSEE	1
A1, B1	Materiales (A1) y mano de obra (B1)	6
C1	Monto del presupuesto cancelado por el Solicitante	6
D1, E1	Calificación de la solicitud: sin modificaciones (D1), con modif. (E1)	1

CONEXIONES ATENDIDAS EN GRUPO

F1	Fecha de pago del presupuesto	6
G1	Trabajos en la red por la Suministradora	6
H1	Fecha de puesta en servicio	6
I1	Identificación de SSEE	4
J1	Suministros asignados	

FORMATO N°2

ATENCIÓN DE RECONEXIONES Y REINSTALACIONES

EMPRESA:

PARA RECONEXIÓN			Caso de retiro de fusible				Caso de corte de cable				Caso de retiro de conexión			
N°	Nombre	N° suministro	fecha 1	hora 1	Fecha 2	Hora 2	fecha 1	hora 1	fecha 2	hora 2	fecha 1	hora 1	Fecha 2	Hora 2
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														

Fecha 1 y hora 1 = Usuario levanta las causales del corte del servicio

Fecha 2 y hora 2 = Suministradora reconecta el suministro

PARA REINSTALACIÓN			Caso retiro conexión				Caso por otros motivos			
N°	Nombre	N° suministro	fecha1	Hora1	Fecha2	hora2	fecha1	hora1	fecha2	hora2
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										

Fecha 1 y hora 1 = Usuario levanta las causales de retiro de conexión
 Fecha 2 y hora 2 = Suministradora reinstala conexión

FORMATO N°3

CAMBIOS DE OPCIONES TARIFARIAS SOLICITADAS POR LOS USUARIOS

EMPRESA:

SUMINISTROS.....BT2, BT3,BT4,BT5,BT6.....MT2,MT3,MT4		Caracteres
A	Número del suministro	6
B	Nombre del titular	20
C	Periodo de vigencia de la antigua opción tarifaria (años)	2
D	Fecha del anterior cambio de opción tarifaria	6
E	Fecha de presentación de solicitud de cambio a ser atendida	6
F	Código que corresponde a la solicitud	5
G, H	Marca (G) y modelo (H) medidor antiguo.	1
I, J	Marca (I) y modelo (J) medidor nuevo	1
K	Fecha respuesta del Suministrador	6
L	Fecha de cumplimiento de requisitos	6
M	Monto pagado por cambio de medidor	4
N	Fecha de cambio de la opción tarifaria	6
O	Opción tarifaria anterior	3
P	Opción tarifaria nueva	3
Q	Días comprendidos entre recepción de solicitud y cambio de opción	2
R	Días comprendidos entre recepción de solicitud y respuesta con requisitos para cambio	2
S	Días comprendidos entre fecha cumplimiento requisitos y cambio en el sistema	2

FORMATO N°4

RECLAMOS DE USUARIOS POR ERRORES DE MEDICIÓN Y/O FACTURACIÓN

EMPRESA:

SUMINISTROS.....BT2, BT3, BT4, BT5, BT6.....MT2, MT3,MT4		Caracteres
A	Número de suministro	6
B	Nombre del titular	20
C	Fecha de emisión de la factura (día 15)	6
D	Fecha del reclamo	6
E, F	Forma del reclamo: escrito (E), verbal (F)	1
G	Código del reclamo	5
H	Acción (es) tomada (s) por la Suministradora (tabla de c/S)	1
I	Fecha de contraste efectuado, si procedía	6
J, K, L	Tipo de error detectado: %error (J), corriente de fuga (K), otro (L)	1
M	N° Resolución o carta respuesta	6
N, O, P	Resultado favorable (N), favorable en parte (O), desfavorable (P)	1
Q	Fecha de emisión de la posterior factura	6
R	Fecha de error detectado por repetición en otro usuario	6
S	Número usuarios afectados y corregidos por similitud de error	5

FORMATO N° 5

SEGUIMIENTO PEDIDOS, SOLICITUDES Y RECLAMOS DE LOS USUARIOS

EMPRESA:

N°	CASOS	Recepción reclamo		Respuesta final		Solución definitiva	
		Fecha	Código	Fecha	Resultado	Fecha	Acción
1	Recupero						
2	Mediciones						
3	Intereses						
4	Deuda de inquilinos						
5	Calificación tarifaria						
6	Aporte financiación recuperable						
7	Alumbrado público						
8	Opción tarifaria						
9	Disminución de potencia contratada						
10	Otros						

FORMATO N° 6

SEGUIMIENTO RECLAMOS TELEFÓNICOS / FAX POR FALTA DE SERVICIO

EMPRESA:

N°	Nombre	RECLAMO				SOLUCION	
		Suministro	Código asignado	Fecha	Hora	Fecha	Hora

FORMATO N° 7

RESULTADO DE LAS INSPECCIONES

EMPRESA:

A) INFORMACIÓN

USUARIO	
Nombre	
Suministro	
Dirección	
Fecha de notificación de la inspección	
MEDIDOR DEL SUMINISTRO	
Marca	
Modelo	
Serie	
Apreciación del conexionado	
Estado de conservación	
Lectura inicial	
Servicio Monofásico o Trifásico	
MEDIDOR PATRÓN	
Marca	
Modelo	
Serie	
Clase de Precisión	

B) PRUEBAS

Verificación de la constante del medidor del usuario	k =
Verificación de la tensión	
1.-Prueba en vacío, con 0.001 Corriente nominal	si no aprueba, descalifica
2.-Energía registrada al 5% In medidor patrón	
3.-Energía registrada al 5% In medidor usuario	
4.-Energía registrada al 100% In medidor patrón:	
5.-Energía registrada al 100% In medidor usuario.	
6.-Energía registrada al 400% In medidor patrón	
7.-Energía registrada al 400% In medidor usuario	
8.-Verificación del aislamiento de la instalación del usuario	

C) CALCULOS

% error al 5% de In	
% error al 100% de In	
% error al 400% de In	

7.- CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO**7.1.- INTRODUCCIÓN**

El Indicador principal de Calidad definido en la NTCSE, identificado como Longitud porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, se utilizará para evaluar semestralmente, el nivel de iluminación de todas las vías que cuentan con Servicio de Alumbrado Público en las diferentes Zonas de Concesión de las Suministradoras existentes en el país.

7.2.- CONSIDERACIONES**7.2.1.- Normatividad**

El Indicador de Calidad definido en la norma nos fija el compromiso de estar en condiciones de evaluar el nivel de iluminación vial del país, y en la evaluación del parámetro "I" se debe tener en cuenta los niveles fotométricos mínimos sobre alumbrado de vías públicas, que permitan una visibilidad cómoda para el tráfico rodante como para el peatonal, en los periodos del día en que el alumbrado natural resulta insuficiente, contenidos en la Norma DGE 016-T-2/1996 aprobada el 14.10.96. Que se complementa con el Código Nacional de Electricidad Tomo IV (Capítulo V) aprobado el 30.05.78 y actualizado el 13.04.87.

7.2.2.- Consideraciones Generales.

La ciudad de Lima y Callao tenían alrededor de 365 000 puntos luminosos al año '97, y en el resto del país se tenía en ese año alrededor de 600 000 puntos luminosos.

En el caso de Lima Metropolitana deberá tenerse en cuenta el Plano del Sistema Vial Metropolitano de Lima, Plano N° SV-01A, aprobado con Ordenanza N°127, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 2.10.97 y que define la clasificación y las Secciones Viales totales. Este es un instrumento del Plan de Desarrollo Metropolitano 1996-2010, que establece la interrelación entre los diferentes sectores de la ciudad.

En el caso del Callao igualmente se debe tener en cuenta el Plan Urbano Director en su propuesta vial.

7.3.- CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO**7.3.1.- Elección de la muestra**

Las Suministradoras remitirán una semana antes de la finalización de cada bimestre, la muestra propuesta cuya medición se ejecutará en el siguiente bimestre, cumpliendo por partes la obligación precisada en la Norma NTCSE, de alcanzar una muestra semestral de inspección, para aprobación del OSINERG.

La muestra deberá ser representativa de la concesión de la Suministradora y deberá ser repartida en proporción al número de vías y al número de puntos luminosos, en los diferentes distritos comprendidos en la Zona de Concesión.

Obtenido el número de mediciones que cada Suministradora deberá efectuar en cada distrito, se requerirá coordinar con el Organismo de Seguridad vial a efectos de contarse con las facilidades y autorizaciones que correspondan de acuerdo al lugar del país de que se trate.

Las mediciones bimensuales propuestas, se seleccionarán teniendo en cuenta que en el período de un semestre se debe muestrear todas las vías que cuenten con servicio de alumbrado público en la zona de concesión de cada una de las Suministradoras.

La muestra elegida en forma aleatoria, deberá tener un grado de confiabilidad y significancia que cumpla con el objetivo de la NTCSE.

La muestra acumulada semestral que propondrá la Suministradora deberá alcanzar mínimo al 25% de la totalidad de las vías que cuentan con servicio de Alumbrado Público, sin repetición de los puntos ya medidos.

7.3.2.- Ejecución y precisión de las mediciones

Se informará a Seguridad Vial con 3 días útiles de anticipación, sobre el día y la hora de la ejecución de las mediciones.

Se elaborará un acta donde consten los valores obtenidos para la Luminancia e Iluminancia, identificándose además:

- Tipo de vía
- Nombre de la vía
- Identificación de la vía
- Tipo de alumbrado

La prueba técnica de medición propiamente se realizará según Norma DGE 016-T-2/1996. deberá comprender por lo menos lo siguiente:

- Día y hora, de la ejecución de las pruebas.
- Medición de la tensión red A.P.
- Valores medidos de luminancia.
- Valores medidos de iluminancia.
- Tipo de corte transversal de la vía.
- Tipo de revestimiento de calzada.
- Altura de montaje.
- Vano
- Avance de la luminaria con relación al borde de la calzada.
- Clasificación fotométrica de la luminaria.
- Potencia y tipo de la fuente de luz.
- Angulo de inclinación del eje de la lámpara.
- Disposición de las unidades de alumbrado.

7.3.3.- Resultados de las inspecciones

Los resultados de las mediciones serán remitidos mensualmente al OSINERG dentro de los primeros 10 días calendario de cada mes, según lo siguiente:

Ver FORMATO N°A1

La Suministradora deberá diseñar y mantener un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro para cada corte transversal de todas las vías que cuentan con Servicio de Alumbrado Público, con información correspondiente por lo menos a los 5 últimos años.

La Suministradora, en los primeros 20 (veinte) días calendario de cada semestre, entregará a OSINERG:

- Copias de los registros del semestre anterior en medio magnético.
- La información requerida por OSINERG para la evaluación de la calidad del Servicio de Alumbrado Público.

La Suministradora permitirá el acceso a OSINERG o su representante a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información u otros relacionados con el control de la calidad del Servicio de Alumbrado Público.

7.4.- COBROS Y COMPENSACIONES POR SERVICIO DE A.P.

7.4.1.- Procedimiento y registro

La Suministradora deberá diseñar e implementar los procedimientos y mecanismos necesarios para clasificar la información, evaluar los indicadores y compensaciones y para transferir la información que requiera OSINERG.

La Suministradora deberá implementar y mantener actualizada las bases de datos con la información de las mediciones descritas en el punto 7.3.2

7.4.2.- Identificación de usuarios beneficiarios con Alumbrado Público

La Suministradora deberá contar con una base de datos que permita identificar todos los clientes que pagan por servicio de Alumbrado Público en todas las vías que cuentan con este servicio, y deberán tener como mínimo la información siguiente:

Ver FORMATO N°A2

Usuarios contribuyentes al servicio A.P.

- A.- N° Suministro
- B.- Nombre del Usuario
- C.- Dirección
- D.- Rango de consumo
- E.- Usuarios con rango de consumo pero sin A.P. en su calle
- F.- Última compensación recibida

7.4.3.- Compensaciones e información

La Suministradora deberá alcanzar semestralmente al OSINERG, en los primeros 20 días calendario del mes siguiente, la información señalada a continuación:

- Las copias de todos los registros de medición del Semestre anterior.
- Los modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, los programas, y otros que se requirieron para la verificación del cálculo de los indicadores y las compensaciones que correspondan.
- El cálculo de los indicadores de calidad.
- El cálculo de las compensaciones a los usuarios afectados.
- El resumen de las compensaciones pagadas a sus clientes.
- Muestra detallada del cálculo de compensación, aleatoriamente elegida para un Usuario, describiendo la aplicación del método utilizado y la exactitud de los medios informáticos utilizados.

7.5.- INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN REFERENCIALES

			ESCALAS	RANGO
1.-	LUXIMETRO **	Digital o a escalas	3	0-10 0-100 0-1000
2.-	LUMINANCÍMETRO **	Digital o a escalas	2	0 - 1 0 - 10

** con contrastación y certificación vigente de fábrica

ANEXOS

Para ser tenido en cuenta en el diseño de las Bases de Datos, mencionadas en la Base Metodológica para el control de la Calidad del Servicio de Alumbrado Público, adjuntamos:

FORMATO N° A1
CONTROL DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO VIAL

FORMATO N° A2
USUARIOS CONTRIBUYENTES AL SERVICIO A.P.

FORMATO N° A1

CONTROL DE CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO VIAL

EMPRESA:

TIPO DE VÍA	
NOMBRE DE LA VÍA	
IDENTIFICACION DE LA VÍA	
TIPO DE ALUMBRADO	

VALORES EN SERVICIO	NORMA	VALOR MEDIDO	CUMPLE SI/NO	RESULTADO (*)
Tensión medida en la Red A.P. _____ voltios	DGE 016-T-2/1996			

LUMINANCIA

MEDIA (cd/m2)				ACCEPTABLE <input type="checkbox"/>
UNIFORMIDAD LONGITUDINAL				
UNIFORMIDAD MEDIA				
UNIFORMIDAD TRANSVERSAL				
UNIFORMIDAD GENERAL				
ILUMINANCIA				
MEDIA(LUX)	CALZADA CLARA			
	CALZADA OSCURA			
UNIFORMIDAD MEDIA				
DESLUMBRAMIENTO				
INDICE DE CONTROL DE DESLUMBRAMIENTO (G)				

(*) La Calidad de Alumbrado Público de una Vía es **ACEPTABLE**, cuando todos los parámetros de Luminancia, Iluminancia y Deslumbramiento tienen carácter cualitativo de **SI CUMPLE**; de lo contrario bastará que un solo parámetro tenga el carácter cualitativo de **NO CUMPLE** para que la Vía sea considerada con un Alumbrado Público **DEFICIENTE**.

Fecha de la prueba Hora inicio..... Hora término

FORMATO N° A2

USUARIOS CONTRIBUYENTES AL SERVICIO A.P.

EMPRESA:

		Caracteres
1	Número del Suministro	6
2	Nombre del titular	20
3	Dirección	20
4	Rango de consumo para uso de los factores: a, b, c, d, e, f, g, h *	1
5	Usuarios con rango de consumo pero sin A.P. en su vía	1
6	Fecha última compensación recibida	6

* Rangos considerados en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas Art. 184°

PROYECTO

R. C. 5

1 SET.

PMI,

PMO

Comentarios

ANÁLISIS METODOLÓGICO
 PARA LA APLICACIÓN DE
 TÉCNICAS TÉCNICAS DE
 CALIDAD DE LOS
 SERVICIOS ELÉCTRICOS

VERSIÓN DEFINITIVA

SEPARATA ESPECIAL

PROYECTO

R. C. 5

1 SET.

3600

BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE)

1.- OBJETIVO.

El presente documento prepublicado en abril 1998 y perfeccionado con los aportes de las empresas concesionarias del subsector eléctrico, tiene como objetivo establecer la Base Metodológica para el control de la Calidad del Producto, Suministro, Servicio Comercial y Alumbrado Público; en cumplimiento a la NTCSE, aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM. Con tal propósito, esta Base Metodológica describe los principios conceptuales y procedimiento para:

- la estructuración de la Base de Datos que permita una efectiva aplicación y control de la NTCSE,
- la transferencia de información a la autoridad,
- la ejecución de las campañas de medición y registro, indicando en cada caso los requisitos mínimos del equipamiento que podrá utilizarse.

2.- BASE DE DATOS.

Un mes antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE, los Suministradores entregan al OSINERG en medio magnético, el 100% de la base de datos que contenga el esquema de alimentación a cada uno de sus clientes en muy alta tensión, alta tensión y media tensión.

Tratándose exclusivamente del esquema de alimentación a cada uno de sus clientes en baja tensión, los respectivos Suministradores entregan al OSINERG, el 100% de la indicada base de datos a más tardar un (1) mes antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE. Al finalizar la primera etapa deben demostrar un avance mínimo real del 30% en su implementación.

El Suministrador debe relacionar esta base de datos a un Sistema de Información Georreferencial, lo cual una vez finalizado lo remite al Osinerg, en la forma que este Organismo precise en su oportunidad.

En principio, esta base de datos se organiza según detalle de las Tablas Informáticas presentadas en el ANEXO N° 1 del presente documento, y se actualiza como mínimo en forma semestral o cuando lo requiera el OSINERG.

3.- TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN.

La transferencia de información se realiza por correo electrónico o en su defecto mediante medio magnético (discos compactos, diskettes o cartuchos de gran capacidad). De usarse diskettes éstos se rotulan de acuerdo a lo indicado en el ANEXO N° 2, y en caso de usarse discos compactos se acompaña en forma impresa la relación de archivos contenidos.

En el ANEXO N° 3 se define la forma de nombrar los archivos que se utilizan para la transferencia de información.

En concordancia a lo establecido en los numerales 5.4.8, 6.2.7 y 8.2.8 de la NTCSE, el Suministrador entrega al OSINERG una semana antes de finalizada la primera etapa de adecuación a la NTCSE, los modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones.

Ante cualquier cambio de registradores y/o programas, el Suministrador dentro del plazo de quince (15) días de producida la variación, actualiza toda la información relativa a los registradores así como adecua los programas informáticos correspondientes y los remite al Osinerg para su aprobación.

4.- IMPLEMENTACIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN.

4.1.- CALIDAD DEL PRODUCTO.

4.1.1.- CRITERIOS GENERALES.

Para la campaña de medición, registro, procesamiento de la información, y determinación de las compensaciones relacionadas con la Calidad del Producto, se toma en cuenta los siguientes criterios generales:

- Para la validez de las mediciones en puntos de suministro, en todos los casos el suministrador llenará la planilla que se muestra en el Gráfico N°1. La firma del usuario sólo acredita haber tomado conocimiento de la ejecución de las mediciones, por lo que en caso de negativa de firma se deberá anotar la misma en la respectiva planilla, precisando fecha y hora de la puesta en conocimiento al usuario.
- Aquellas mediciones que resulten fallidas o con otros problemas que invaliden la medición, deberán repetirse dentro del siguiente mes, caso contrario se calificará como transgresión a la norma sujeta a sanción; en caso se registre en la nueva medición una mala calidad del servicio, las compensaciones se efectuarán desde el mes anterior. Esta repetición de mediciones no forma parte del tamaño normal de la muestra mensual que debe efectuarse según la NTCSE.
- Las mediciones que resulten fallidas, también son remitidas al Osinerg.
- La medición es válida, si la cantidad de intervalos de medición con valores registrados alcanza el 98% del período de medición.

PARA LA TENSIÓN

- En principio por el lapso de dos (2) años contados desde la publicación de la presente base metodológica, para el control de la tensión en puntos de entrega del suministro eléctrico en muy alta o alta tensión, se considera como tensión de referencia para el cálculo de los indicadores de calidad, el nivel de tensión de operación convenido entre las partes mediante contrato o addenda al mismo. Al término de este período la tensión de referencia es la nominal.
- Las mediciones para el control de la tensión en puntos de entrega del suministro a clientes en muy alta, alta media tensión, se registran en forma trifásica y simultánea con la energía integrada en intervalos de quince (15) minutos.
- En los puntos de entrega del suministro a clientes en baja tensión, el control de la tensión se realiza en forma trifásica o monofásica (según tipo de suministro) y la energía entregada en condiciones de mala calidad a cada cliente afectado, se evalúa según lo establecido en la Séptima Disposición Final de la NTCSE. En intervalos con medición de tensión inferior a las tolerancias mínimas admitidas, se considera como clientes afectados sujetos a compensación por esta mala calidad de tensión, a todos los suministros monofásicos y trifásicos ubicados desde e incluido al cliente donde se hizo la medición hasta el extremo final de todo alimentador y ramales en BT posteriores al punto medido.

En intervalos con medición de tensión superior a las tolerancias máximas admitidas, se considera como clientes afectados sujetos a compensación por esta mala calidad de tensión, a todos los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados desde e incluido el cliente donde se hizo la medición hasta el inicio del respectivo alimentador en BT.

- En el caso de mediciones trifásicas, para la determinación de la compensación, se considera como registro penalizable a aquél en el cual cualquiera de las tres tensiones monofásicas supere el límite admisible. Cuando más de uno de los valores monofásicos resulte fuera de los límites de tolerancia, se adopta para el cálculo de compensaciones el máximo apartamiento de las tolerancias, registrado.

PARA LA FRECUENCIA

- Cada suministrador elige por lo menos un punto de control permanente de la frecuencia en su red eléctrica de cada zona de concesión bajo su responsabilidad.

Por consiguiente cada empresa suministradora comunicará por escrito y una sola vez al OSINERG, la siguiente información del punto o puntos donde controlará la frecuencia:

- Ubicación y Código asignado al punto o puntos a controlar.
- Zona de Concesión.
- Fecha de instalación del registrador de frecuencia.
- Marca y modelo del equipo registrador.
- Número de serie del registrador.

En caso varíe esta ubicación la empresa suministradora deberá comunicarlo inmediatamente al OSINERG acompañando la justificación de la variación.

El OSINERG, puede determinar la reubicación de los puntos seleccionados.

- Para el caso de los Sistemas Interconectados, el respectivo COES, remite mensualmente al OSINERG el reporte del control de frecuencia (sólo el archivo con extensión FFR del Anexo N° 7), lo que servirá para confrontar los reportes de variaciones de frecuencia y compensaciones que reportarán los demás suministradores integrantes de dichos sistemas interconectados.

PARA LAS PERTURBACIONES

- Las mediciones para el control de perturbaciones (flicker y tensiones armónicas) en puntos de entrega a clientes en muy alta, alta y media tensión, se registran con uno o más equipos en forma trifásica, simultánea y sincronizada con la energía integrada en intervalos de diez (10) minutos. El proceso de medición debe probar fehacientemente la fuente de origen del Flicker y la direccionalidad de cada tensión armónica individual, a fin que las perturbaciones originadas por el propio cliente sean tratadas como lo indica la NTCSE.
- El control de perturbaciones (flicker y tensiones armónicas) en barras de salida en baja tensión de las subestaciones en MT/BT se registran en forma trifásica, y la energía entregada con perturbaciones que exceden los límites de tolerancia, a cada cliente a compensar que pertenece a la subestación MT/BT controlada, se evalúa según lo establecido en la Séptima Disposición Final de la NTCSE.

4.1.2.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.

Cada una de las mediciones cronogramadas se identifica en forma unívoca con un código denominado "Número Identificador", cuya formación se describe en el Anexo N° 4.

Cada Suministrador presenta al Osinerg el Cronograma de mediciones, una semana antes del inicio del mes de mediciones y bajo la estructura de las tablas informáticas que se detallan en el Anexo N° 5.

Toda vez que la base de datos de los suministros en BT puede ser completada hasta un mes antes de finalizar la segunda etapa; durante el transcurso de ésta, los Suministradores del servicio de distribución en BT complementariamente remiten al Osinerg el cronograma de mediciones en forma impresa, sellado y firmado por el funcionario de la Suministradora debidamente designado para el efecto. Los formatos para la remisión de esta información impresa se muestran en el Anexo T1, el cual se deja de usar una vez que la base de datos de los suministros en BT sea completada.

Los puntos a controlarse en cada mes se seleccionan aleatoriamente de cada zona de concesión y por nivel de tensión según lo indicado en la NTCSE.

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

Para el caso de baja tensión, los puntos de control de la tensión se seleccionan aleatoriamente en forma proporcional al tipo de suministro (trifásico/monofásico), excluyendo el alimentador en BT donde se haya registrado anteriormente un punto de suministro con mala calidad de tensión aún no superada por el Suministrador.

Los puntos de control de perturbaciones en barras de salida BT de subestaciones MT/BT, se seleccionan aleatoriamente entre todos los alimentadores BT donde mediante monitoreo se haya encontrado presencia de flicker y/o armónicas.

El Osinerg podrá variar en cualquier momento el cronograma de mediciones y/o la selección de puntos de medición, según lo establecido en el numeral 5.5.1 de la NTCSE.

Sólo en caso de presentarse impedimentos en el momento de la instalación de un registrador en un punto de suministro en BT, el Suministrador puede proceder a instalarlo en un punto alternativo, lo más próximo posible al originalmente seleccionado en forma aleatoria.

Las remediciones se realizan en los puntos que hayan resultado sujetos a compensación por mala calidad del servicio en campañas de medición anteriores, y tienen como fin verificar la correcta solución al problema detectado con la anterior medición y consiguiente suspensión de las compensaciones mensuales. Estas no se consideran parte de los programas regulares de medición, según lo establecido en la Segunda Disposición Final de la NTCSE.

Al elaborar el cronograma tentativo de mediciones, el Suministrador prevé lo necesario para que los puntos sujetos a reclamos sean efectivamente medidos según la Segunda Disposición Final de la NTCSE, no admitiéndose para estos casos el reemplazo de los mismos por clientes próximos. Estas mediciones no forman parte del tamaño normal de la muestra mensual que debe medirse según la NTCSE.

Mientras no se realice la calificación del tipo de servicio (urbano-rurales y/o rurales) según lo establece la NTCSE, el tipo de servicio a consignarse a los puntos seleccionados se realiza en concordancia a lo establecido en la R.D. N° 101-97 EM/DGE y Resolución N° 022-97 P/CTE.

4.1.3.- REPORTE DE RESULTADOS.

Con excepción de la frecuencia, el suministrador en un plazo no superior a las 12 horas de retirado el registrador de cada punto medido, envía al OSINERG vía correo electrónico o en medio magnético, el registro de las mediciones sin procesar (información primaria en formato del propio equipo) indicando el nombre del mismo. Este registro sin procesar, podrá ser recabado nuevamente del propio equipo por el fiscalizador del OSINERG, en la oportunidad de retiro de dicho equipo de un siguiente punto medido.

Una vez finalizada la campaña de mediciones del mes, el Suministrador remite vía correo electrónico o en medio magnético dentro de los primeros 20 días del mes siguiente:

- Un primer reporte de todas las mediciones efectuadas, en forma de las Tablas Informáticas que se detallan en el Anexo N° 6.
- Un segundo reporte también en forma de Tablas Informáticas según se detalla en el Anexo N° 7, conteniendo información de los puntos con mediciones y/o remediciones fuera de tolerancias.
- Un tercer reporte donde se indica las compensaciones a pagarse en la facturación del mes siguiente al mes de ocurrencia o verificación de la deficiencia, de todos los suministros que hayan resultado afectados con una mala calidad del servicio eléctrico. La estructura de estas Tablas Informáticas se detallan en el Anexo N° 8

En cumplimiento a lo señalado en el punto 5.4.8 de la NTCSE, estos Reportes se complementan con un informe escrito denominado INFORME CONSOLIDADO DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO que trate sobre los puntos programados, puntos medidos, explicación de las causas que originaron la medición en puntos alternativos próximos, cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente por el suministrador y por parámetro medido (tensión/ frecuencia/flicker/tensiones armónicas).

Este informe escrito también contendrá referente a todos los registros de Flicker, Armónicas y Energía Suministrada por cada período de medición:

- Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.

BANDA	NÚMERO DE INTERVALOS/ARMÓNICA/PERÍODO					KWH.
	A2°	A3°	A4°	A40°	
0 - 1%	#	#	#	#	XXXXX
1 - 2%	#	#	#	#	XXXXX
.
.
9 - 10%	#	#	#	#	XXXXX
.
.

- Perturbaciones por Flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad.

BANDA	NÚMERO DE INTERVALOS/PERÍODO	KWH
1.0 < Pst ≤ 1.1	#	Xxxxx
1.1 < Pst ≤ 1.2	#	Xxxxx
1.2 < Pst ≤ 1.3	#	Xxxxx
.	.	.
.	.	.

4.1.4.- REQUISITOS MÍNIMOS QUE DEBE CUMPLIR EL EQUIPAMIENTO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO.

Los equipos registradores deberán ser de fácil traslado, y permitir el almacenamiento de la información en memoria volátil por un lapso de 15 días como mínimo, sin descargas intermedias.

Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tales como sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como a la intemperie. Asimismo, deberán contar con sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y debe estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

La medición debe ser permanente y con seguimiento de la tensión a través de una constante de tiempo de muestreo apropiada para el registro de cada parámetro.

Los registradores deberán disponer de Interface óptica, serial o paralela para computadora, que permita obtener el/los archivo/s de la medición en formato ASCII.

Los valores representativos de los respectivos intervalos de medición podrán ser obtenidos por posprocesamiento mediante software externo.

Cuando sea necesario el empleo de transformadores o transductores de tensión o de corriente, éstos deberán tener características acordes con las del registrador, a fin que la exactitud de la medición de energía/potencia del equipo incluyendo transformadores y/o pinzas, sea por lo menos correspondiente a la Clase de precisión del sistema de medición empleado para la facturación comercial.

Las condiciones ambientales en que deberán poder funcionar los equipos de medición y registro serán las siguientes:

- Rango de temperatura de operación: 0°C a +55°C, para la costa y selva.
-20°C a + 45°C, para la sierra.
- Rango de humedad de operación: 45 a 98%
- Rango de presiones barométricas: 0.76 a 1.08 Bar, para la costa y selva.
0.45 a 0.76 Bar, para la sierra.

Los diferentes modelos de equipos de medición y registro a utilizar deberán contar con la certificación de ensayos realizados por laboratorios reconocidos. Los ensayos exigidos como mínimo serán:

- Ensayos de aislamiento.
- Ensayos de Compatibilidad electromagnética
- Ensayos climáticos.
- Ensayos mecánicos.
- Ensayo de Clase de Precisión.

Antes de adquirir cada modelo de registrador, debe asegurarse que la licencia de uso del software de trabajo inherente al equipo, permita también su uso por parte del Osinerg.

Previo a la instalación de los equipos registradores, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento que indique el fabricante y/o el OSINERG, los cuales deberán repetirse anualmente, o a solicitud del OSINERG.

Deberá notificarse al OSINERG fehacientemente con 5 (cinco) días de anticipación: el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin de asistir a los mismos. En caso de no asistencia del representante del OSINERG, los ensayos se realizarán igualmente levantando el acta correspondiente.

ADEMÁS, PARA EL CONTROL DE LA TENSIÓN...

La variable medida es indistintamente el valor eficaz verdadero (con armónicas incluidas) o el valor eficaz de la onda de frecuencia industrial, de la tensión en las tres fases. Sólo si la instalación elegida para medir es monofásica, se medirá esa sola fase.

La exactitud del sistema de medición de la tensión deberá ser igual o mejor a la definida como Clase 0.5 según normas IEC o equivalente.

Según el punto 5.3.9 de la NTCSE, los registradores de tensión deben estar equipados para realizar de manera simultánea mediciones de monitoreo de presencia de flicker y el THD de los voltajes armónicos por lo menos hasta del orden 15° .

ADEMÁS, PARA EL CONTROL DE LA FRECUENCIA...

El equipo debe contar con un reloj interno síncrono controlado por satélite, tal que la precisión de la hora solar tomada como referencia, sea del orden hasta de los 10^{-7} segundos.

ADEMÁS, PARA EL CONTROL DEL FLICKER...

Las características del equipo de medida del Flicker para verificar los Niveles de Referencia definidos en la NTCSE, deberán seguir las recomendaciones dadas por la norma IEC-868.

El equipo debe medir el flicker en cada fase e identificar de alguna manera la fuente de origen de esta perturbación.

ADEMÁS, PARA EL CONTROL DE LAS TENSIONES ARMÓNICAS...

Las características del equipo de medición de las tensiones armónicas para verificar los niveles de referencia definidos en la NTCSE, deben estar de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 1000-4-7.

El equipo debe medir las tensiones armónicas individuales por fase hasta del orden 40° inclusive y determinar la dirección de cada una de ellas.

4.2.- CALIDAD DEL SUMINISTRO.

4.2.1.- CRITERIOS GENERALES.

Se indican a continuación algunos criterios que el suministrador tomará en cuenta en el registro, procesamiento de la información y determinación de las compensaciones relacionadas con la calidad del suministro eléctrico:

Interrupciones Monofásicas.- De producirse interrupciones monofásicas y mientras que la suministradora no cuente con la vinculación usuario-red que permita identificar la fase real a la cual se haya relacionado cada uno de sus clientes, se considerará para los efectos del cómputo, que las citadas interrupciones involucran a la totalidad de los usuarios asociados a la red afectada, independientemente de las fases a la estén conectados, quedando a cargo de la Suministradora la consecución de pruebas necesarias a fin de identificar en cada caso particular, los usuarios que no hubieran resultado comprometidos por la interrupción a efectos de su exclusión del cálculo de las compensaciones.

Interrupciones por morosidad u otras causas.- Las interrupciones relacionadas con domicilios de usuarios en situación de corte del suministro ordenado por la propia Suministradora como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por Ley, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de calidad del suministro.

Usuarios con antigüedad menor a un semestre.- La estimación de la energía a emplear por la Suministradora como base de cálculo para la determinación de la compensación por incumplimiento en los niveles de Calidad del Suministro prestada a usuarios con una antigüedad inferior a un semestre, será definida en función del consumo habido, proyectado para un período semestral.

Suministros dados de baja.- Para el caso de suministros dados de baja, se computarán las interrupciones hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia. La energía semestral necesaria para el cálculo de la eventual compensación correspondiente, se determinará proyectando los valores de energía facturados con anterioridad a la fecha de baja del servicio.

Sistema de recepción de reclamos.- Al ser una de las alternativas que el inicio de las interrupciones sea determinado por el sistema telefónico de reclamos, el suministrador deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato durante las 24 horas del día, y que la fecha y hora de recepción del reclamo quede registrado en forma automática.

4.2.2.- REPORTE DE INTERRUPTIONES.

Dentro de los 20 días siguientes al semestre controlado, el Suministrador remite al OSINERG lo siguiente:

Copia de los registros del semestre controlado, mediante correo electrónico o en medio magnético.

El reporte semestral del control de interrupciones, según el formato que se detalla en el Anexo N° 9. En este reporte se consignan todas las interrupciones registradas en el período, indicando la causa y motivo de la interrupción con el código correspondiente que figura en el ANEXO N° 10.

Asimismo mediante una Tabla Informática cuya estructura se describe en el ANEXO N° 11, el suministrador remite el Reporte de compensaciones a pagarse en la facturación del mes siguiente al semestre controlado, de todos los suministros afectados por mala Calidad del Suministro.

Conjuntamente con estos reportes, el Suministrador presenta su informe escrito conteniendo los resúmenes de las compensaciones pagadas a sus clientes separándolos en muy alta, alta, media y baja tensión, así como el cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente, según lo señalado en el numeral 6.2.7 de la NTCSE.

4.3.- CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.

4.3.1. TRATO AL CLIENTE.

Dentro de los 20 días calendario posteriores a la finalización de cada semestre evaluado, el Suministrador presenta al Osinerg un Informe escrito donde debe constar la cantidad de todos los pedidos y reclamaciones del semestre, discriminados por causa e indicación de los tiempos medios de atención y/o resolución de los mismos. Este informe será acompañado por un cuadro denominado Resumen Semestral de Calidad del Servicio Comercial, según se detalla en el Anexo N° 12

Dentro del mismo plazo de los 20 días, el Suministrador remite al Osinerg vía correo electrónico o mediante medio magnético, los registros informáticos que se detallan a continuación y que se refieren sólo a los casos que excedieron los plazos establecidos en la NTCSE, para la atención del pedido o solución del inconveniente:

4.3.1.1. Nuevas conexiones o ampliación de la potencia Contratada.

Una tabla informática de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 13, con información de las solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada, que excedieron los plazos máximos de atención que se precisan a continuación:

El Suministrador elabora y proporciona al Solicitante para su revisión y aprobación el proyecto y el respectivo presupuesto de la conexión con información detallada del costo por materiales e instalación o en su caso se pronuncia sobre el proyecto y presupuesto presentado por el Solicitante, en los plazos máximos contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud, que se indican a continuación:

- Sin modificación de redes.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Hasta los 50 Kw	5 días calendario	7 días calendario
Más de 50 Kw	7 días calendario	21 días calendario

- Con modificación de redes incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Hasta los 50 Kw	10 días calendario	21 días calendario
Más de 50 Kw	15 días calendario	56 días calendario

- Con expansión sustancial y necesidad de proyecto de red primaria que incluya nuevas subestaciones y tendido de red primaria.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Cualquier potencia	25 días calendario	360 días calendario

Conjuntamente con el presupuesto, el Suministrador precisa los requisitos y condiciones que debe cumplir interesado para proceder a la ejecución de obras para el nuevo suministro o ampliación de potencia.

4.3.1.2. Reconexiones

Una tabla informática según formato que se detalla en el ANEXO N° 14, de todas las reposiciones de servicio que excedieron el "plazo máximo" señalado en el numeral 7.1.3 b) de la NTCSE, indicando la justificación del incumplimiento o retraso.

4.3.1.3. Opciones tarifarias

Una tabla informática de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 15, de todas las solicitudes que excedieron los plazos máximos de atención, señalados en el numeral 7.1.3 c) de la NTCSE por "cambio de opción tarifaria", indicando la justificación del retraso o incumplimiento.

4.3.1.4. Reclamos por Errores de medición/facturación y Otros reclamos

Un reporte en forma de tabla informática según formato que se detalla en el ANEXO N° 16, de todos los reclamos por Errores de medición/facturación y Otros reclamos, sin Informe o Respuesta del Suministrador al Cliente, de del plazo de treinta (30) días establecido en el numeral 7.1.3 d) y e) de la NTCSE.

El Suministrador mantiene un registro informático de todos los suministros corregidos por similitud con el de medición/facturación reclamado, para ser mostrados al OSINERG cuando este organismo lo requiera.

4.3.2.- MEDIOS A DISPOSICIÓN DEL CLIENTE

4.3.2.1. Libro de Observaciones

El suministrador remite al OSINERG hasta cuatro meses antes de finalizar la primera etapa de adecuación NTCSE, los respectivos "Libros de Observaciones" debidamente foliados e indicando en cada uno de ellos el "certificado de atención comercial" donde estarán disponibles para que los clientes anoten sus observaciones, críticas o reclame con respecto al servicio.

Estos libros luego de ser rubricados por el profesional que designe para el efecto la autoridad, serán devueltos al Suministrador a fin que entren en funcionamiento tres meses antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE.

4.3.2.2. Facturas

El Suministrador prepara en forma mensualizada la información sobre su sistema de reparto de facturas, determinando los porcentajes de entrega a los 3, 6, 9, 12 y más de 12 días de la emisión, así como el tiempo promedio de entrega. Esta información conjuntamente con un modelo de factura emitida en el mes de enero y abril o julio y setiembre según el semestre que corresponda, la remite al Osinerg dentro de los siguientes 20 días del semestre evaluado.

4.3.2.3. Registro de reclamos

El sistema informático definido en el numeral 7.2.3 b) de la NTCSE deberá estar diseñado y permanentemente actualizado para que, además de generar los reportes definidos en el numeral anterior 4.3.1 "Trato al Cliente" de esta base metodológica, permita mediante consultas y/o reportes efectuar el seguimiento de un pedido, solicitud o reclamo en particular, su solución y/o respuesta final al Cliente.

4.3.2.4. Centros de atención telefónica / fax

Complementando lo establecido en el numeral 7.2.3 c) de la NTCSE, el sistema de atención telefónica / fax para atender reclamaciones por falta de suministro deberá estar capacitado para registrar la hora de inicio de una interrupción en concordancia con lo señalado en el numeral 6.1.11 de la misma norma. Este sistema de atención podrá ser auditado por el OSINERG en cualquier momento que lo requiera.

4.3.3.- PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA.

4.3.3.1. Cronograma de Mediciones

Una semana antes de cada mes el Suministrador planteará al OSINERG para su aprobación y/o modificación, el cronograma de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada".

Este cronograma será presentado al OSINERG vía correo electrónico o en medio magnético, según el formato que se detalla en el ANEXO N° 17.

Complementariamente durante la segunda etapa de adecuación de la NTCSE, los Suministradores del servicio de distribución en BT remiten al Osinerg el cronograma de inspección mensual de precisión de la medida en forma impresa, sellado y firmado por el funcionario de la Suministradora debidamente designado para el efecto, según detalle mostrado en el Anexo T2. Este anexo se deja de usar cuando la base de datos de los suministros en BT sea completada y remitida al OSINERG.

4.3.3.2. Elección de la muestra

El Suministrador selecciona aleatoriamente la muestra de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada", de cada zona de concesión bajo su responsabilidad, y repartida en proporción al número de clientes según las opciones tarifarias que atiende.

Deberá cuidarse que las inspecciones mensuales se seleccionen exceptuando los medidores inspeccionados en los cinco años anteriores; excepto en pequeñas localidades donde la totalidad de los medidores puedan inspeccionarse en un periodo menor, en cuyo caso se repite el proceso.

4.3.3.3. De la Inspección

Se informará al usuario con un mínimo de dos (2) días útiles de anticipación, sobre el día y la hora de la inspección.

La inspección consta de la contrastación del equipo de medición y revisión de los elementos complementarios del mismo, tales como: reductores o transductores, dispositivos horarios, etc.

La contrastación del medidor instalado se realiza con un medidor patrón, cumpliendo para el efecto las prescripciones aplicables de las normas metrologías peruanas y a falta de éstas según las normas IEC (International Electrotechnical Commission). El medidor patrón deberá ser por lo menos de una clase de precisión 4 veces más preciso que el que se va a contrastar. Por ejemplo para un medidor de energía cuya clase de precisión es de 2, se requiere un instrumento patrón de clase 0.5

En puntos de suministro donde se aplica opciones tarifarias polinómicas, se contrasta por separado cada aparato de medición.

Por cada prueba realizada el Suministrador elabora un protocolo de inspección donde conste la fecha y hora de la instalación y retiro del medidor patrón, lo registrado por el medidor patrón y lo que registró el medidor del usuario, verificación de la contante del medidor, relación de transformación de transductores, tensión de alimentación al medidor, aislamiento y desviación del dispositivo horario. Este protocolo debe ser firmado por el Cliente.

Los porcentajes de error de medición se evalúan considerando la corrección por relación de transformación de los transductores, verificada en campo.

Sólo para el caso de medidores electrónicos de alta precisión, el proceso de contrastación puede sustituirse mediante la instalación de un analizador de redes que registre la energía activa y/o reactiva durante un periodo de medición de siete (7) días continuos, considerándose para este caso una tolerancia permitida de error en la precisión de la medida de energía facturada, no mayor a la del medidor electrónico.

Los resultados de estas mediciones serán remitidos al OSINERG vía correo electrónico dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al semestre controlado, en forma de la tabla informática que se detalla en el ANEXO N° 18.

4.4.- CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO.

4.4.1.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.

El Suministrador entrega al Osinerg una semana antes de la finalización de cada semestre el Programa de Mediciones para el Control de la Calidad del Alumbrado Público del semestre siguiente, en forma de la tabla informática que se detalla en el Anexo N° API. Mientras el suministrador no complete la base de datos correspondiente a las vías (ver parte final del Anexo N° 1) y la remita al OSINERG, complementariamente envía en forma impresa, sellado y firmado, el cronograma detallado en el Anexo T3. Esta base de datos debe ser remitida al OSINERG en forma completa, un mes antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE.

La muestra semestral se seleccionará en forma aleatoria en cada zona de concesión, teniendo presente que en el periodo de un semestre se debe lograr el control de calidad en todas las vías que cuenten con servicio de alumbrado público.

El tamaño de la muestra de mediciones semestral en cada zona de concesión, deberá alcanzar un mínimo del 25% de la Logitud Total de cada tipo de Vía, por tanto el indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente $\ell(\%)$ se calcula sobre la Longitud Total de Vías realmente medida en el semestre.

4.4.2.- EJECUCIÓN DE LAS MEDICIONES.

En caso se realice el control de la calidad de Alumbrado Público con equipamiento que implique obstrucción del tránsito vehicular, la suministradora tomará las previsiones de seguridad y efectuará con una anticipación no menor a tres (3) días las coordinaciones del caso con las autoridades locales para garantizar una correcta ejecución de las mediciones.

La prueba técnica de medición propiamente se realizará en concordancia con la Norma DGE 016-T-2/1996, y se elaborará un protocolo de medición donde conste por lo menos, la identificación y ubicación de la vía y tramo medido, el tipo de alumbrado, tipo de vía, tipo de calzada, hora y fecha de la medición, y los valores de los parámetros medidos en la calzada y en la acera.

4.4.3.- REPORTE DE RESULTADOS.

Las suministradoras remitirán en soporte magnético o vía correo electrónico dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al semestre evaluado:

- Un reporte conteniendo todas las mediciones del semestre, según la Tabla Informática que se detalla en el Anexo N° AP2
- Un reporte en forma de tabla informática conteniendo para cada zona de concesión, un solo registro con la longitud total de los tramos medidos en el semestre, la longitud total de los tramos con mala calidad de alumbrado público y el indicador $\ell(\%)$, según formato que se detalla en el Anexo N° AP3.
- Un reporte informático conteniendo las compensaciones a todos los usuarios de la zona de concesión donde se comprobó la mala calidad del servicio de alumbrado público. La estructura de esta tabla informática se detalla en el Anexo N° AP4.

El Suministrador acompaña a estos reportes un informe escrito consolidado denominado INFORME SEMESTRAL DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO, que contenga los puntos complementarios indicados en el numeral 8.2.8 de la NTCSE.

ANEXO N° 1 ESTRUCTURA DE LAS TABLAS DE LA BASE DE DATOS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

SUMINISTROS BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARÁCTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	CARÁCTER	04		CÓDIGO DE LA ZONA DE CONCESIÓN O ÁREA DE SUMINISTRO
3	CARÁCTER	04		CÓDIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCIÓN
4	CARÁCTER	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
5	CARÁCTER	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
6	CARÁCTER	20		LOCALIDAD
7	CARÁCTER	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
8	CARÁCTER	09		TELÉFONO (si tuviera)
9	CARÁCTER	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
10	CARÁCTER	05		OPCIÓN TARIFARIA
11	CARÁCTER	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
12	CARÁCTER	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
13	CARÁCTER	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
14	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
15	NUMÉRICO	03	2	TENSION DE ENTREGA (KV)
16	CARÁCTER	07		CODIGO DE LA SUBESTACIÓN MT/BT
17	CARÁCTER	07		CÓDIGO ALIMENTADOR BT
18	CARÁCTER	02		TIPO DE SERVICIO : U=urbano ; R=rural ; UR=urbano-rural
19	CARÁCTER	04		FASES DE ALIMENTACIÓN: RN, SN, TN, RS, ST, RT, RST
20	CARÁCTER	10		CÓDIGO DEL SUMINISTRO INMEDIATO ANTERIOR

Nombre del archivo: SUMINBT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

INEI: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

SUMINISTROS MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARÁCTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	CARÁCTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION. DEL QUE BRINDA EL SUMINISTRO
3	CARÁCTER	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGUN CORRESPONDA
4	CARACTER	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
5	CARÁCTER	20		LOCALIDAD
6	CARÁCTER	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
7	CARÁCTER	09		TELÉFONO (si tuviera)
8	CARÁCTER	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
9	CARÁCTER	05		OPCIÓN TARIFARIA
10	CARÁCTER	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
11	CARACTER	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
12	CARÁCTER	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
13	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
14	NUMÉRICO	03	2	TENSION DE ENTREGA (KV)
15	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA SUBESTACION MAT ó AT/MT
16	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA SECCION DE LINEA O ALIMENTADOR MT

Nombre del archivo: SUMINMT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

SUMINISTROS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARACTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	CARÁCTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION. DEL QUE BRINDA EL SUMINISTRO
3	CARACTER	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SE CORRESPONDA
4	CARACTER	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
5	CARACTER	20		LOCALIDAD
6	CARÁCTER	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA/ TRITO SEGUN "INEI"
7	CARACTER	09		TELEFONO (si tuviera)
8	CARACTER	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
9	CARÁCTER	05		OPCIÓN TARIFARIA
10	CARÁCTER	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
11	CARACTER	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
12	CARÁCTER	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
13	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
14	NUMÉRICO	03	2	TENSION DE ENTREGA (KV)
15	CARACTER	07		CÓDIGO DE LINEA AT ALIMENTADORA

Nombre del archivo: SUMINAT.XXX

XXX → Cód. Empresa Suministradora

SUMINISTROS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARACTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANE
2	CARACTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION. DEL QUE BRINDA
3	CARACTER	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL L. CORRESPONDA
4	CARACTER	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
5	CARACTER	20		LOCALIDAD
6	CARACTER	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA TRITO SEGUN "INEI"
7	CARACTER	09		TELEFONO (si tuviera)
8	CARACTER	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
9	CARÁCTER	05		OPCIÓN TARIFARIA
10	CARÁCTER	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
11	CARÁCTER	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
12	CARÁCTER	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
13	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
14	NUMÉRICO	03	2	TENSION DE ENTREGA (KV)
15	CARACTER	07		CÓDIGO DE LINEA MAT ALIMENTADORA

Nombre del archivo: SUMINMAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

ALIMENTADORES BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARACTER	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	CARACTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION O AREA DE SUMINISTRO
3	CARACTER	07		CODIGO DE LA SUBESTACION MT/BT
4	CARACTER	07		CODIGO DEL ALIMENTADOR BT
5	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL (KV)

Nombre del archivo: ALIMTE_BT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SUBESTACIÓN (SED) MT/BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARÁCTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	CARÁCTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESIÓN O ÁREA DE SUMINISTRO
3	CARÁCTER	04		CÓDIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCIÓN EN CUYA ÁREA SE ENCUENTRA LA SUBESTACION
4	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA SUBESTACION MT/BT
5	CARÁCTER	35		NOMBRE DE LA SUBESTACION MT/BT
6	CARÁCTER	30		DIRECCIÓN DE LA SUBESTACION
7	CARÁCTER	20		LOCALIDAD
8	CARÁCTER	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
9	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL BT(KV)
10	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL MT(KV)
11	NUMÉRICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA)
12	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
13	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
14	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA SECCIÓN DE LÍNEA O ALIMENTADOR MT

Nombre del archivo: SED_MBTB.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SECCIONES DE LÍNEA O ALIMENTADORES MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARÁCTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	CARÁCTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION O ÁREA DE SUMINISTRO
3	CARÁCTER	07		CODIGO DE LA SUBESTACION MAT o AT/MT
4	CARÁCTER	07		CODIGO DE LA SECCIÓN DE LÍNEA O ALIMENTADOR MT
5	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL MT (KV)

Nombre del archivo: ALIME_MT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SUBESTACIONES (SET) MAT o AT/MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARÁCTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	CARÁCTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION O ÁREA DE SUMINISTRO
3	CARÁCTER	07		CODIGO DE LA SET
4	CARÁCTER	35		NOMBRE DE LA SET
5	CARÁCTER	30		DIRECCION DE LA SET
6	CARÁCTER	20		LOCALIDAD
7	CARÁCTER	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
8	CARÁCTER	09		TELEFONO (si tuviera)
9	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL MT (KV)
10	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL MAT o AT (KV)
11	NUMÉRICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)
12	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
13	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
14	CARÁCTER	07		CODIGO DE LA LINEA ALIMENTADORA EN MAT o AT

Nombre del archivo: SET_ATMT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SUBESTACIONES (SET) MAT/AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARÁCTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO N° 3
2	CARÁCTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESIÓN O ÁREA DE SUMINISTRO
3	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA SET
4	CARÁCTER	35		NOMBRE DE LA SET
5	CARÁCTER	30		DIRECCION DE LA SUBESTACION
6	CARÁCTER	20		LOCALIDAD
7	CARÁCTER	06		CODIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
8	CARÁCTER	09		TELEFONO
9	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL AT (KV)
10	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL MAT (KV)
11	NUMÉRICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA)
12	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
13	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
14	CARÁCTER	07		CODIGO DE LA LINEA ALIMENTADORA EN MAT

Nombre del archivo: SE_MATAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

LINEAS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARÁCTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO Nº 3
2	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA LINEA AT
3	CARÁCTER	35		NOMBRE DE LA LINEA AT
4	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA SET DE LLEGADA
5	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA SET DE SALIDA
6	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL AT (KV)

Nombre del archivo: LINEA_AT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

LINEAS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARÁCTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO Nº 3
2	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA LINEA MAT
3	CARÁCTER	35		NOMBRE DE LA LINEA MAT
4	CARÁCTER	07		CÓDIGO DE LA SET DE LLEGADA
5	CARÁCTER	07		CODIGO DE LA SET DE SALIDA
6	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL MAT (KV)

Nombre del archivo: LINE_MAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

ZONAS DE CONCESIÓN / AREA DE SUMINISTRO

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARACTER	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO Nº 3
2	CARACTER	04		Código de la zona de concesión o área de Suministro (asignada por cada distribuidora)
3	CARACTER	01		Tipo: Z = zona de concesión N = Area de suministro (áreas que no necesitan concesión)
4	CARACTER	02		Tipo de sistema: AM: Aislado Menor SI: Sistema Interconectado o Aislado Mayor.
5	CARACTER	20		NOMBRE DE LA ZONA DE CONCESION o Area de suministro

Nombre del archivo: ZONA_CON.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SUCURSALES O CENTROS DE ATENCIÓN

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARACTER	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO Nº 3
2	CARACTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION O AREA DE SUMINISTRO
3	CARACTER	04		CODIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCION
4	CARACTER	20		NOMBRE DE LA SUCURSAL O CENTRO DE ATENCION

Nombre del archivo: SUC_CEAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

TABLA DE VÍAS

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARACTER	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO Nº 3
2	CARACTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION O AREA DE SUMINISTRO
3	CARACTER	07		CODIGO DE LA VIA (ASIGNADO POR LA SUMINISTRADORA)
4	CARACTER	02		DENOMINACIÓN DE LA VIA: JR= Jrón, AV=avenida, VE= vía expresa, AU=autopista, CA=calle, CR=carretera, PS=paseaje, OV=óvalo, MA=malecón, PQ=parque, PL=plaza, AL=alameda
5	CARACTER	35		NOMBRE DE LA VIA
6	CARACTER	20		LOCALIDAD (donde comienza la vía)
7	CARACTER	06		CODIGO UBICACION GEOGRAFICA DE DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
8	NUMÉRICO	02	3	LONGITUD TOTAL DE LA VIA en Km. (sólo el tramo comprendido dentro de la zona urbana)
9	NUMÉRICO	10	0	CANTIDAD DE PUNTOS LUMINOSOS
10	CARACTER	03		Clase de zona: UMA= Urbano mayor ; UME=Urbano menor UR1=Urbano rural - Zona A - Subzona 1; URB=Urbano rural - Zona B UR2=Urbano rural - Zona A -Subzona 2
11	CARACTER	02		CODIGO DE TIPO DE VIA (ver tabla de códigos de tipos de vía)
12	CARACTER	03		CODIGO TIPO DE ALUMBRADO

Nombre del archivo: VIASAP.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

CÓDIGOS DE TIPOS DE VIA

CÓDIGOS DE TIPOS DE ALUMBRADO

CODIGOS	DESCRIPCION
RE	Regional
SR	Subregional
EX	Expresa
AR	Arterial
CO	Colectora
LR	Local residencial
LC	Local comercial
LR	Local rural
PP	Pasaje peatonal y otros

I
II
III
IV
V

CLIENTES LIBRES QUE PAGAN ALUMBRADO PÚBLICO(*)

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	CARACTER	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO Nº 3. QUE BRINDA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO
2	CARACTER	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESIÓN O AREA DE SUMINISTRO, DENTRO DE LA CUAL SE BRINDA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO
3	CARACTER	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGÚN ANEXO Nº 3. QUE BRINDA EL SUMINISTRO AL CLIENTE LIBRE
4	CARACTER	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGÚN CORRESPONDA
5	CARACTER	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
6	CARACTER	20		LOCALIDAD
7	CARACTER	06		CODIGO UBICACION GEOGRAFICA DE DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGÚN "INEI"
8	CARACTER	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO

(*) Para control de compensaciones por concepto de Alumbrado Público

Nombre del archivo: CLIBRE_XXX

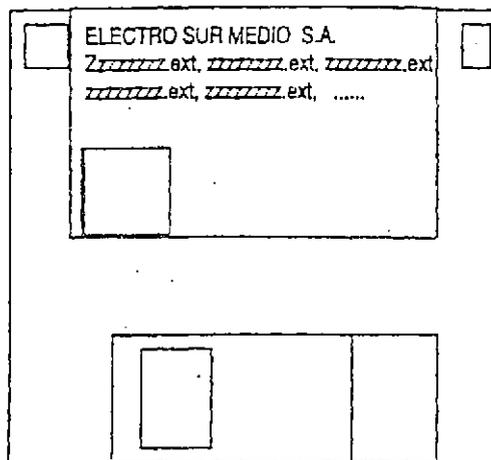
ANEXO Nº 2

Rotulación de Diskettes

En caso de usarse diskettes para la transferencia de información, se define a continuación algunas reglas a seguir por parte los Suministradores, para la rotulación de los mismos.

- 1) Con el diskette colocado en la posición tal que la ventana de acceso a la parte magnética esté dirigida hacia abajo, escribir en la parte superior izquierda el nombre de la empresa suministradora.
- 2) El resto de etiqueta se deberá usar para colocar los nombres de archivos que contiene, incluir el punto decimal y la extensión (12 caracteres: xxxxxxx.ext), separados por comas.
- 3) Queda reservada la esquina inferior izquierda para uso interno del OSINERG.

Se muestra esquemáticamente un ejemplo:



ANEXO N° 3

Nombre de archivo a utilizar en los intercambios de datos

A efectos de uniformizar criterios para la transferencia de la información, ésta en principio se remite codificada en formato ASCII y el nombre de los archivos en la forma:

XXXXXXX.EXT

Posiciones 1 al 3 Identificación de la Empresa suministradora

ELP	Electroperú	EDS	Luz del Sur	EMP	Emp. Mun. Paramonga
EDG	Edeqel	ECA	EDE Cañete	YAU	Serv. Yauli-La Oroya
ETV	Etevensa	ESM	Electro Sur Medio	ALB	Albaco Ings. (Chao)
EGN	Egenor	HID	Hidrandina	MPA	Emp. Mun. Padre Abad
EEP	Emp. Eléctrica de Piura	ENO	Electro Nor Oeste	PAN	Emp. Electro Pangoa
EGM	Egensa	ELN	Electro Norte	MAT	Mun. Alto Trapiche
EGA	Egasa	SEA	Soc. Eléc. Arequipa	MCV	Mun. Campo Verde
ENS	Enersur	ELS	Electro Sur	OYO	Mun. de Oyón
EGS	Egesur	ESE	Electro Sur Este	ETC	Etecan
AGE	Aquavía Energy	ELC	Electro Centro	ETS	Etesur
CNP	Cem. Norte Pacasmayo	EUC	Electro Ucayali	DEP	Depott
CAH	Emp. Gen. de Cahua	EOR	Electro Oriente	SOU	Southern Peru Limited
SHO	Shougesa	RIO	Serv. Eléct. Ríoja	SIC	COES del SICN
EAN	Electroandés	EMU	Emp. Munic. Utcubamba	SIS	COES del SISUR
CUR	Curumuy	CEV	Cons. Eléct. Villacuri		
EDN	Edeinor	ETO	Electro Tocache		

Posición 4 Tipo de formato

A	Formato ASCII
	Uso futuro

Posición 5 y 6 Identificación del año - los dos últimos dígitos del año: 98,99,00,01,.....

Posición 7 y 8 Identificación del mes - Dos dígitos según orden del mes: 01, 02, ..., 11 y 12.
Para información semestral - Identificación del semestre: S1 ó S2

Posición 9 Punto decimal (.)

Posiciones 10-12 Extensión: Tipo de información que contiene el archivo. Según extensión del nombre de archivo que se indica en cada Tabla Informática definidas más adelante.

GRÁFICO N° 1

EMPRESA:

PLANILLA DE MEDICIÓN EN SUMINISTROS	N° IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

ZONAL/SUC:	DEPARTAMENTO:	REGIÓN:
------------	---------------	---------

COLOCACIÓN - FECHA Y HORA:

DATOS DEL USUARIO	
NOMBRE:	
DIRECCIÓN:	
CÓDIGO POSTAL:	
TELÉFONO:	
N° DE SUMINISTRO:	
TARIFA:	
TENSIÓN DE SUMINISTRO:	

TIPO DE PUNTO		
SELECCIONADO	REMEDIACIÓN	RECLAMO
ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:		

TIPO DE SUMINISTRO	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
--------------------	------------	-----------

PARÁMETRO A MEDIR	TENSIÓN	FLICKER	ARMÓNICO.
-------------------	---------	---------	-----------

TIPO DE SERVICIO:			
URBANO	URB-RURAL	RURAL	

REGISTRADOR COLOCADO:
MARCA:
NÚMERO:

OBSERVACIONES DE COLOCACIÓN:

.....
INTERVINO POR EL OSINERG
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
USUARIO
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
FIRMA Y ACLARACIÓN

RETIRO - FECHA Y HORA:

OBSERVACIONES DE RETIRO:

.....
INTERVINO POR EL OSINERG
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
USUARIO
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
FIRMA Y ACLARACIÓN

Nota: La firma del Usuario sólo acredita haber tomado conocimiento de la medición

Anexo N° 4

Formación del N° IDENTIFICADOR

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca:

POSICIÓN	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA
1 a 3	Empresa	Identificación de la Empresa Suministradora (según Anexo N° 3).
4 y 5	Año	Los dos últimos dígitos del año
6 y 7	Periodo	Dos dígitos según orden del mes: 01,02,.....,12 Para información semestral: S1 y S2
8	Tipo de medición	Identificación del tipo de medición (un carácter) 1...Medición de TENSION en puntos en MAT, AT, MT 2...Medición de TENSION en puntos en BT 3...Medición de PERTURBACIONES en puntos en MAT, AT, MT 4...Medición de PERTURBACIONES en BARRAS BT de SED 5...Mediciones de FRECUENCIA 6...Mediciones de PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA 7...Mediciones de ALUMBRADO PÚBLICO
9 a 12	Zona	Código de Zona de Concesión o Area de Suministro.
13	Tipo de punto de medición	B ... seleccionado o básico A ...alternativo R ...reclamo X...remediación
14	N° Medición	0 para primera medición 1, 2, 3,.....,8, 9, A, B, C,....., Z para sucesivas remediciones

Ejemplo: ESM01032 NAZCX5

Donde:

- ESM: Electro Sur Medio
- 01: año 2,001
- 03: mes de marzo
- 2: medición de TENSION en BT
- NAZC: Zona de Concesión Nazca
- X: remediación
- 5: Quinta remediación.

ANEXO "T1"
CRONOGRAMA DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

TENSIÓN

NOMBRE EMPRESA:

MES: MMMMMMMM / AA

PAG. XXX

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : MAT, AT, MT

NUMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NUMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CÓDIGO LÍNEA	CÓDIGO SET	TELF. USUA.	FECHA TENTATIVA DE INSTALACION
← 14 pos → ← 10 pos → ← 8 pos → <1> <10 pos> <5> ← 20 pos → ← 30 pos → <7 pos> <7 pos> <9 pos> DD/MM/AAAA											
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN MA, AT, MT: ...9999											

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : BT

NUMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NUMERO SUMINIST	OPC TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CÓDIGO ALIM	CÓDIGO SED	TELF. USUA.	FECHA TENTATIVA DE INSTALACION
← 14 pos → ← 10 pos → ← 8 pos → <1> <10 pos → <5> <2> <2> ← 20 pos → ← 30 pos → <7 pos> <7 pos> <9> DD/MM/AAAA													
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN BT: ...9999													

PERTURBACIONES

NOMBRE EMPRESA:

MES: MMMMMMMM / AA

PAG. XXX

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS : MAT, AT, MT

NUMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	PAR MED	NUMERO SUMINIST	OPC. TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CÓDIGO LÍNEA	CÓDIGO SET	TELF. USUA.	FECHA TENTATIVA DE INSTALACION
← 14 pos → ← 10 pos → ← 8 pos → <1> <2> ← 10 pos → ← 5 → ← 20 pos → ← 30 pos → <7 pos> <7 pos> <9 pos> DD/MM/AAAA												
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS MAT, AT, MT: ...9999												

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE FLICKER Y ARMONICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT

NUMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	TENSIÓN MT(VOLT)	TENSIÓN BT(VOLT)	TIPO PUNTO	PAR MED	SUBESTACIÓN MT/ BT (SED)		FECHA TENTATIVA DE INSTALACION
						CÓDIGO	Dirección: localidad, distrito, provincia, cpto	
← 14 pos → ← 10 pos → ← 8 pos → ← 8 pos → <1> <2> <7 pos> ← 30 pos → DD/MM/AAAA								
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMONICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT: ...999								

ANEXO N° 5

DISEÑO DE REGISTROS DE LOS CRONOGRAMAS DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO

TENSIÓN :

- Nombre del archivo: xxxAxxxx.MTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	C	
3	Fecha tentativa de instalación del equipo registrador	8	C	Ddmmaaaa (día,mes y año)

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMONICAS

- Nombre del archivo: xxxAxxxx.MPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	C	Según el caso
3	Parámetro a medir: F ; A ; FA	2	C	F=flicker; A=armónicas; FA= flicker y armónicas
4	Fecha tentativa de instalación del equipo registrador	8	C	Ddmmaaaa (día,mes y año)

ANEXO N° 6

DISEÑO DE REGISTROS DE LOS REPORTES DE MEDICIONES EFECTUADAS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

TENSIÓN :

- Nombre del archivo: xxxAxxxx.RTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	C	Código o número de suministro
3	Fecha de instalación del equipo registrador	8	C	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Fecha de retiro del equipo registrador	8	C	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Marca y modelo del equipo registrador	20	C	
6	Número del registrador	10	C	Número de serie del equipo registrador
7	Observaciones de instalación / retiro	60	C	Hechos saltantes en la instalación o retiro del equipo registrador
8	Presencia de Flicker (PST>1)	02	C	Si o No
9	Presencia de Armónicas (THD>5%)	02	C	Si o No

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMONICAS

- Nombre del archivo: xxxAxxxx.RPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	C	Según el caso
3	Fecha de instalación del equipo registrador	8	C	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Fecha de retiro del equipo registrador	8	C	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Marca y modelo del equipo registrador	20	C	
6	Número del registrador	10	C	Número de serie del equipo registrador
7	Observaciones de instalación / retiro	60	C	Hechos saltantes en la instalación o retiro del equipo registrador

ANEXO N° 7

DISEÑO DE REGISTROS DE LOS REPORTES DE MEDICIONES FUERA DE RANGO

TENSIÓN

- Nombre del archivo: xxxAxxxx.FTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	C	Cód. o número de suministro
3	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 1	3.0	N	Para V → 5% < ΔV ≤ 7.5%
4	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 2	3.0	N	Para V → 7.5% < ΔV ≤ 10%
5	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 3	3.0	N	Para V → 10% < ΔV ≤ 12.5%
6	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 4	3.0	N	Para V → 12.5% < ΔV ≤ 15%
7	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 5	3.0	N	Para V → 15% < ΔV ≤ 17.5%
8	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 6	3.0	N	Para V → ΔV > 17.5%
9	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 7	3.0	N	Para V → -7.5% ≤ ΔV < -5%
10	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 8	3.0	N	Para V → -10% ≤ ΔV < -7.5%
11	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 9	3.0	N	Para V → -12.5% ≤ ΔV < -10%
12	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 10	3.0	N	Para V → -15% ≤ ΔV < -12.5%
13	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 11	3.0	N	Para V → -17.5% ≤ ΔV < -15%
14	Cantidad de Intervalos dentro del Rango 12	3.0	N	Para V → ΔV < -17.5%

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMÓNICAS

Nombre del archivo: xxxAxxx.FPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	C	Según sea el caso
3	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para $DPF \geq 1$	4.0	N	Es decir cuando $Pst \geq 2$
4	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para $DPF < 1$	4.0	N	Es decir cuando $Pst < 2$
5	ARMÓNICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando $DPA \geq 1$	4.0	N	
6	ARMÓNICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando $DPA < 1$	4.0	N	

FRECUENCIA

Nombre del archivo: xxxAxxx.FFR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Ubicación del punto	50	C	La misma reportada previamente por el suministrador
3	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango 1	4.0	N	Rango 1 $\rightarrow 0.6 < \Delta f(\%) \leq 1.0$
4	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango 2	4.0	N	Rango 2 $\rightarrow 1.0 < \Delta f(\%) \leq 1.4$
5	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango 3	4.0	N	Rango 3 $\rightarrow \Delta f(\%) > 1.4$
6	Número de VARIACIONES SÚBITAS	5.0	N	En el mes
7	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS en Rango 1	2.0	N	Rango 1 $\rightarrow 12 < Mvdf \leq 60$ ciclos
8	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS en Rango 2	2.0	N	Rango 2 $\rightarrow 60 < Mvdf \leq 600$ ciclos
9	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS en Rango 3	2.0	N	Rango 3 $\rightarrow \Delta Mvdf > 600$ ciclos.

ANEXO N° 8**DISEÑO DE LOS REGISTROS DE REPORTE DE COMPENSACIONES****TENSIÓN**

Nombre del archivo: xxxAxxx.CTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	C	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Número del Suministro medido	10	C	Suministro medido fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente a compensar	10	C	Código o número del suministro del cliente a compensar.
4	Tipo de Energía: M=medida o E=evaluada	1	C	M: E (E según 7ª. Disposición Final-NTCSE)
5	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto A1	10.3	N	Rango_A1 $\rightarrow 5.0 < \Delta Vp(\%) \leq 7.5$
6	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto A2	10.3	N	Rango_A2 $\rightarrow 7.5 < \Delta Vp(\%) \leq 10.0$
7	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto A3	10.3	N	Rango_A3 $\rightarrow 10.0 < \Delta Vp(\%) \leq 12.5$
8	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto A4	10.3	N	Rango_A4 $\rightarrow 12.5 < \Delta Vp(\%) \leq 15.0$
9	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto A5	10.3	N	Rango_A5 $\rightarrow 15.0 < \Delta Vp(\%) \leq 17.5$
10	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto A6	10.3	N	Rango_A6 $\rightarrow \Delta Vp(\%) > 17.5$
11	Monto de compensación al Cliente	8.2	N	en U.S. dólares.

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMÓNICAS

Nombre del archivo: xxxAxxx.CPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	C	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Número de Suministro medido o Código de Subestación de Distribución (SED) controlada	10	C	Número o código del punto medido fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente a compensar	10	C	Código o número de suministro del cliente a compensar
4	Total energía entregada con FLICKER fuera de tolerancia cuando $DPF(r) \geq 1$	10.3	N	En kWh
5	Total energía entregada con FLICKER fuera de tolerancia cuando $DPF(r) < 1$	10.3	N	En kWh
6	Monto de compensación al Cliente por Flicker fuera de tolerancias	8.2	N	En U.S dólares (por Flicker)
7	Total energía entregada con ARMÓNICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) \geq 1$	10.3	N	En kWh
8	Total energía entregada con ARMÓNICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) < 1$	10.3	N	En kWh
9	Monto de compensación al Cliente por Armónicas fuera de tolerancias.	8.2	N	En U.S dólares (por Armónicas)

FRECUENCIA

Nombre del Archivo: xxxAxxx.CFR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	C	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Código del punto controlado	10	C	Código del punto con mediciones fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente	10	C	Código o número de suministro del cliente a compensar
4	Total Energía suministrada en el Rango_1 (V.SOSTENIDAS)	10.3	N	Rango_1 $\rightarrow 0.6 < \Delta f_q(\%) \leq 1.0$ (en kWh)
5	Total Energía suministrada en el Rango_2 (V.SOSTENIDAS)	10.3	N	Rango_2 $\rightarrow 1.0 < \Delta f_q(\%) \leq 1.4$ (en kWh)
6	Total Energía suministrada en el Rango_3 (V.SOSTENIDAS)	10.3	N	Rango_3 $\rightarrow \Delta f_q(\%) > 1.4$, (en kWh)
7	Monto_1 : Compensación al Cliente por Variac. Sostenidas	8.2	N	en U.S. dólares (por Variaciones sostenidas)
8	Potencia máxima mensual (para V. SUBITAS)	10.3	N	en kW
9	Monto_2 : Compensación al Cliente por Variaciones Súbitas	8.2	N	en U.S. dólares (por Variaciones súbitas)
10	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_1 (para V.DIARIAS)	10.3	N	Rango_1 $\rightarrow 12 < \Delta Mvdf \leq 60$ ciclos
11	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_2 (para V.DIARIAS)	10.3	N	Rango_2 $\rightarrow 60 < \Delta Mvdf \leq 600$ ciclos
12	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_3 (para V.DIARIAS)	10.3	N	Rango_3 $\rightarrow \Delta Mvdf > 600$ ciclos
13	Monto_3 : Compensación al Cliente por Variac. Diarias	8.2	N	en U.S dólares (por Variaciones diarias)
14	Monto total de compensación al Cliente por mala calidad de Frecuencia (Monto_1 + Monto_2+ Monto_3)	10.2	N	en U.S. dólares.

ANEXO N° 9

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE INTERRUPCIONES

Reporte de Interrupciones en puntos de suministro a Clientes: MAT, AT

Nombre del archivo: xxxAxxx.RI1

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	C	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	C	Código o número asignado a la interrupción
3	Número de suministro del Cliente	10	C	Código del suministro
4	Fecha de inicio de la interrupción	8	C	Formato : ddmmaaaa
5	Hora de inicio de la interrupción	6	C	Formato : hhmmss
6	Código del tipo de interrupción	1	C	P \rightarrow programado ; N \rightarrow No programado
7	Código de causa de interrupción	1	C	Ver tabla de Códigos de causa de interrupción
8	Fecha de término de la interrupción	8	C	Formato : ddmmaaaa
9	Hora de término de la interrupción	6	C	Formato : hhmmss

Reporte de Interrupciones Registradas mediante Llamadas Telefónicas.

Nombre del archivo: xxxAxxSx.RI2

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	C	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	C	Código o número asignado a la interrupción
3	Número de suministro del Cliente	10	C	Código del suministro del cliente que llamó
4	Fecha de la llamada	8	C	Formato : ddmmaaaa
5	Hora de la llamada	6	C	Formato : hhmmss
6	Código de tipo de interrupción	1	C	P \rightarrow programado ; N \rightarrow NO programado
7	Código de causa de interrupción	1	C	Ver tabla de Códigos de causa de interrupción
8	Fecha de término de la interrupción	8	C	Formato : ddmmaaaa
9	Hora de término de la interrupción	6	C	Formato : hhmmss

Reporte de Interrupciones en secciones de Línea o Alimentadores que atienden directamente a clientes en MT o subestaciones: MT/BT

Nombre del archivo: xxxAxxSx.RI3

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	C	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	C	Código o número asignado a la interrupción
3	Código de Subestación MAT ó AT/ MT	07	C	
4	Código de punto controlado	07	C	Código de la Sección de Línea o Alimentador MT
5	Número de suministro MT o subestación MT/BT	10	C	Número de suministro del cliente MT afectado o de la subestación MT/BT afectada. Según sea el caso.
6	Fecha de inicio de la interrupción	8	C	Formato : ddmmaaaa
7	Hora de inicio de la interrupción	6	C	Formato : hhmmss
8	Código de tipo de interrupción	1	C	P \rightarrow programado ; N \rightarrow NO programado
9	Código de causa de interrupción	1	C	Ver tabla de Códigos de causa de interrupción
10	Fecha de término de la interrupción	8	C	Formato : ddmmaaaa
11	Hora de término de la interrupción	6	C	Formato : hhmmss

Reporte de interrupciones en puntos de salida en BT de las Subestaciones MT/BT.
Nombre del archivo: xxxAxxSx.RI4

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	C	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	C	Código o número asignado a la interrupción
3	Código de la Subestación MT/BT	07	C	Código de la S.E. MT/BT
4	Código del alimentador BT	07	C	Código del alimentador BT afectado
5	Fecha de inicio de la interrupción	8	C	Formato : ddmmaaaa
6	Hora de inicio de la interrupción	6	C	Formato : hhmmss
7	Código de tipo de interrupción	1	C	P → programado; N → NO programado
8	Código de causa de interrupción	1	C	Ver tabla de Códigos de causa de interrupción
9	Fecha de término de la interrupción	8	C	Formato : ddmmaaaa
10	Hora de término de la interrupción	6	C	Formato : hhmmss

REPORTE DE DETALLES DE INTERRUPTONES
Nombre del archivo: xxxAxxSx.RID

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	C	Código de la empresa suministradora según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	C	Código de la interrupción (unívoca para cada interrupción).
3	Fase o fases interrumpidas	3	C	R, S, T, RS, RT, ST o RST
4	Elemento principal origen de la interrupción	30	C	Descripción del elemento de la red origen de la interrupción.
5	Relación de equipos afectados	100	C	Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por la interrupción, indicando su respectiva potencia nominal
6	Clientes afectados monofásicos	8.0	N	Número de clientes monofásicos afectados por la interrupción
8	Clientes afectados trifásicos	8.0	N	Número de clientes trifásicos afectados por la interrupción.
7	Total de Clientes 1Φ	8.0	N	Número actualizado del total de clientes monofásicos.
10	Total de Clientes 3Φ	8.0	N	Número actualizado del total de clientes trifásicos.

ANEXO N° 10

TABLA DE CAUSAS DE INTERRUPTONES

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
S	Orden de corte de suministro
C	Condiciones Climáticas extremas
I	Inundaciones
F	Instalaciones afectadas por fraude
P	Maniobra programada
X	Externas
B	Internas BT
M	Internas MT
A	Internas AT, MAT
T	Otras causales

ANEXO N° 11

TABLA DE COMPENSACIÓN POR MALA CALIDAD DEL SUMINISTRO: INTERRUPTONES

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CIN

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	C	Ver Anexo No. 3
2	Año al que corresponde la compensación	4	C	Formato AAAA
3	Semestre al que corresponde la compensación	2	C	S1 o S2 (primer o segundo semestre)
4	Número de suministro del Cliente	10	C	Código o número del suministro
5	Tensión de suministro (muy alta, alta, media o baja tensión)	3	C	MAT; AT; MT; BT
6	Tipo de servicio (Urbano, Rural, Urbano-Rural)	2	C	U; R; UR (R y UR sólo en suministros en baja tensión)
7	No. de interrupciones PROGRAMADAS	4.0	N	Del semestre
8	No. de interrupciones NO PROGRAMADAS	4.0	N	Del semestre
9	Duración de interrupciones PROGRAMADAS	4.0	N	Del semestre
10	Duración de interrupciones NO PROGRAMADAS	4.0	N	Del semestre
11	Energía registrada en el semestre (ERS)	15.3	N	Expresada en kWh.
12	Monto de compensación al Cliente	10.2	N	-En U.S. dólares

ANEXO Nº 12

RESUMEN SEMESTRAL DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

NOMBRE EMPRESA:
TRATO AL CLIENTE

SEMESTRE: NN / AA

CASOS	TOTAL RECIBIDOS	ATENDIDOS FAVORABLEMENTE			NO ATENDIDOS FAVORABLEMENTE						
		DENTRO DEL PLAZO MÁXIMO	EXCEDIDO EL PLAZO MÁXIMO	TIEMPO MEDIO DE ATENCION	TOTAL	CLIENTE DESISTIO	CLIENTE NO CUMPLIO OBLIGACIONES	DESESTIMADOS	EN RECLAMO	OTROS MOTIVOS	TOTAL
1 NUEVOS SUMINISTROS O MODIFICACION DE LA POTENCIA CONTRATADA: - Sin modifc. De recos. hasta 50 Kw - Sin modifc. De recos. mas de 50 Kw - Con modifc. De recos. hasta 50 Kw - Con modifc. De recos. mas de 50 Kw - Con expansion sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria				(en dias)							
2 RECONEXIONES				(en horas)							
3 CAMBIO OPCION TARIFARIA: - Sin requerirse otro equipo de medicion - Que requiere otro equipo de medicion				(en dias)							
TOTALES:											

	TOTAL RECIBIDOS	NUMERO DE RECLAMOS ATENDIDOS					Nº RECLAMOS APELADOS	
		FUNDADOS	FUND. EN PARTE	INADMISIBLES	INFUNDADOS	IMPROCEDENTES	CONCILIADOS	NO CONCILIADOS
4 RECLAMACIONES POR ERRORES DE MEDICION/FACTURACION								
5 OTRAS RECLAMACIONES								
TOTALES:								

CENTROS DE ATENCIÓN TELEFÓNICA / FAX PARA RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO

NÚMEROS TELEFONICOS / FAX. DE CADA CENTRO DE ATENCIÓN	NÚMERO DE LLAMADAS	TIEMPO MEDIO DE ATENCION
(numero_telefono1; numero_telefono2;; numero_telefono_n)		(en horas)

LIBROS DE OBSERVACIONES

Nº	CENTRO DE ATENCIÓN COMERCIAL	DIRECCION	Na. Observ/Critic/Recl **
1	(nombre de cada centro o sucursal)		
N			

** Número de Observaciones, criticas y/o reclamos anotados por los Clientes.

PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

Nº MES	MES	NUMERO DE MEDICIONES	NUMERO DE MEDICIONES QUE NO SUPERAN LÍMITES	NUMERO DE MEDICIONES QUE SUPERAN	PORCENTAJE DE MEDICIONES QUE SUPERAN LÍMITES
1					
2					
3					
4					
5					
6					
TOTALES:					

ANEXO N° 13

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE SOLICITUDES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON LOS PLAZOS MÁXIMOS DE ATENCIÓN POR:

- INSTALACIÓN DE NUEVOS SUMINISTROS O AMPLIACIÓN DE POTENCIA CONTRATADA

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCN

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	C	Ver ANEXO N° 3
2	Nombre del solicitante	35	C	
3	Dirección del predio	50	C	
4	Fecha de recepción de la solicitud (FECHA1)	8	C	DDMMAAAA
5	Tipo de solicitud: NUEVO Suministro (N) o AMPLIACIÓN de la Potencia Contratada (A)	1	C	N o A
6	Código de la solicitud, asignado por la distribuidora	10	C	
7	Calificación de la solicitud: Sin modificación de redes (S), Con Modificación (C) o con Expansión sustancial (E)	1	C	Según 7.1.3 a) de la NTCSE.
8	Potencia: nuevos suministros o ampliación ≤ 50 KW (1) Para > 50 KW (2)	1	C	1 ó 2
9	Fecha de notificación al Cliente de los requisitos para la instalación o ampliación (FECHA2)	8	C	DDMMAAAA
10	Fecha de cumplimiento de requisitos por el interesado (FECHA 3)	8	C	DDMMAAAA
11	Fecha de puesta en servicio (FECHA4)	8	C	DDMMAAAA
12	Número de días de exceso sobre el plazo máximo (NDE) : NDE = (FECHA2 - FECHA1 - Plazo máximo elaboración Ppto.) + (FECHA4 - FECHA3 - Plazo máximo de Ejecución) (considerar valor de NDE sólo si es mayor a cero.)	4.0	N	NDE= N° de días de exceso transcurridos. Plazos: ver numeral 4.3.1.1. de las Base Metodológica.
13	Observaciones (obligatorio) :	100	C	Indicar motivos del retraso

ANEXO N° 14

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE RECONEXIONES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	C	Ver ANEXO No. 3
2	Código del suministro	10	C	
3	Código del pedido de reconexión, asignado por la suministradora	10	C	
4	Fecha que Cliente cumple requisitos para reconexión	8	C	DDMMAAAA
5	Hora que Cliente cumple requisitos para reconexión	4	C	HHMM
6	Fecha DE RECONEXION del servicio al Cliente	8	C	DDMMAAAA
7	Hora de RECONEXION del servicio al Cliente	4	C	HHMM
8	Número de horas en que se EXCEDIÓ la tolerancia	5.0	N	
9	Observaciones (obligatorio) :	100	C	Indicar motivos del retraso

ANEXO N° 15

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE SOLICITUDES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON LOS PLAZOS MÁXIMOS DE ATENCIÓN POR:

CAMBIO DE OPCIONES TARIFARIAS

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCC

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	C	Ver ANEXO N° 3
2	Número del suministro	10	C	
3	Fecha del anterior cambio de opción tarifaria	8	C	DDMMAAAA
4	Fecha que Cliente SOLICITA cambio de opción tarifaria (Fecha1)	8	C	DDMMAAAA
5	Código asignado a la solicitud de cambio	10	C	
6	Código de la opción tarifa anterior	5	C	
7	Código de la opción tarifa que solicita	5	C	
8	Si cambio REQUIERE otro equipo de medición, fecha de notificación al Cliente con requisitos para atender su solicitud (Fecha2)	8	C	DDMMAAAA
9	Si cambio REQUIERE de otro equipo de medición, FECHA que Cliente cumple las condiciones a que está obligado (Fecha3).	8	C	DDMMAAAA
10	Fecha de entrada en vigencia de opción la nueva opción tarifaria solicitada (Fecha4)	8	C	DDMMAAAA
11	Número de días en que se EXCEDIÓ el plazo máximo (NDE) -No requiere otro equipo...NDE= Fecha4 - Fecha1 - Tolerancia1 -Si requiere otro equipo...NDE= (Fecha2 - Fecha1 - Tolerancia2) + (Fecha4 - Fecha3 - Tolerancia3)	4.0	N	NDE= No. días de exceso. Tolerancia1 = 20 días Tolerancia2 = 7 días Tolerancia3 = 7 días
12	Observaciones (obligatorio) :	100	C	Indicar motivos del retraso

ANEXO N° 16

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE RECLAMOS CON RESPUESTA, QUE EXCEDIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN POR:

ERROR DE MEDICIÓN / FACTURACIÓN Y OTROS

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCX

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	C	Ver ANEXO N° 3
2	Número del suministro	10	C	
3	Fecha del RECLAMO	8	C	DDMMAAAA
4	Forma de presentación del reclamo: personalmente(P), escrito(E), por teléfono (T), fax (F), otros(O)	1	C	
5	Código del RECLAMO asignado por la distribuidora	10	C	N° asignado al reclamo
6	Tipo de reclamo : E = error de medición/facturación ; O = otros	1	C	E o O
7	Descripción resumida del PETITORIO	100	C	
8	Fecha de RESOLUCIÓN O RESPUESTA de la Distribuidora al cliente	8	C	DDMMAAAA
9	Número de resolución o de documento de respuesta	10	C	
10	Observaciones (obligatorio) :	100	C	Indicar motivos del retraso

ANEXO N° "T2"

CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES DE LA PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

NOMBRE DE LA EMPRESA:

MMMMMMMMMM/AAAA

PAG.XXX

NUMERO IDENTIFICAD	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	NUMERO SUMINIS.	OPC. TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE O RAZON SOCIAL/ USUARIO	DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO LOCALIDAD, DISTRITO, PROVINCIA, DPTO.	TELEF. USUA	PROGRAM. FECHA	TENTATIVO HORA
xxx...xxx	xx...xx	xx...xx	xxxx xx	xx	xx	xxx...xxx	xxxxxxx...xxxxxx	xx...xx	dd/mm/aa	HH:MM
<- 14 pos ->	<- 10 pos ->	<10 pos >	<-5->	<-2->	<-2->	<- 20 pos ->	<- 60 pos ->	< 8pos > <- 8 pos ->	<- 5pos ->	

TOTAL INSPECCIONES DE PRECISIÓN DE MEDIDA DE ENERGÍA999

ANEXO N° 17

CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES PARA EL CONTROL DE LA: PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

Nombre del archivo: xxxAxxxx.MPR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo No. 4
2	Número de suministro	10	C	
3	Fecha tentativa de la inspección	08	C	Ddmmaaaa (dia,mes y año)
4	Hora tentativa de la inspección	04	C	Hhmm(hora y minuto)

ANEXO N° 18

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL, DE LAS INSPECCIONES EFECTUADAS PARA EL CONTROL DE LA: PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

Nombre del archivo: xxxAxxxx.RPM

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	C	Código o número de suministro
3	Fecha de notificación al cliente, de la inspección de precisión	8	C	Ddmmaaaa (dia,mes y año)
4	Fecha de la Inspección	8	C	Ddmmaaaa (dia,mes y año)
5	Tipo de suministro : MO = monotásico ; TR= trifásico	2	C	MO o TR
6	Parámetro Controlado en la Inspección de Precisión	2	C	Energía Activa: A, Energía Activa y Reactiva: AR
7	CONSTANTE DEL MEDIDOR	10	C	Constante del medidor del Cliente
8	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR	20	C	Medidor del Cliente
9	NUMERO DEL MEDIDOR	10	C	Número del medidor del Cliente
10	Verificación de Constante del medidor	4,3	N	
11	Verificación relación de transformación de Transductores	4,3	N	En equipos con medición indirecta
12	Desviación del dispositivo horario en minutos	2,1	N	En equipos con conmutación horaria
13	Verificación Tensión de alimentación del medidor	4,2	N	Se indica el menor valor
14	Verificación Aislamiento (obligatorio) en megohms	4,3	N	Se indica el menor valor
15	Apreciación Conexiones	1	C	B= Buena, M= Mala ; R= Regular
16	Lectura Inicial del medidor	10,2	N	
17	CONSTANTE DEL MEDIDOR PATRON	10	C	
18	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR PATRON	20	C	
19	NUMERO DEL MEDIDOR PATRON	10	C	
20	Prueba en Vacío, con 0.001 Corriente nominal Med.suministro	1	C	S= si aprueba ; N = no aprueba
21	% de Error al 5% del Medidor del suministro	3,2	N	
22	% de Error al 100% del Medidor del suministro	3,2	N	
23	% de Error a Imáx del Medidor del suministro	3,2	N	
24	Aprobó inspección S= si ; N= no	1	C	S o N

ANEXO N° 3

PROGRAMA SEMESTRAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

NOMBRE EMPRESA

SEMESTRE: Sx / AAAA

PAG. XXX

NUMERO IDENTIFIC	NOMBRE DE ZONA DE CONCESIÓN O AREA SUMINIST.	CODIGO VIA	DEN VIA	NOMBRE DE LA VIA	LOCALIDAD, DISTRITO, PROVINCIA DEPARTAMENTO	Nº PUNTOS LUMINOSOS A MEDIRSE	LONGITUD A CUBRIRSE (KMS)	TIPO VIA	TIPO ALU
XX...XX <14 pos>	XX...XX <10 pos>	X..X <10>	XX <2>	XX...XX <25pos>	XXX...XXX <60 pos>	9999 <4>	999.999 <7pos>	XX <2>	XXX <3>
TOTAL MEDICIONES PROGRAMADAS: 9999									

ANEXO N° AP1

DISEÑO DE REGISTRO DEL PROGRAMA SEMESTRAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxBx.MAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	C	
3	Número de puntos luminosos a medirse en la vía	4.0	N	En el semestre
4	Longitud a cubrirse con las mediciones (Km)	3.3	N	En el semestre

ANEXO N° AP2

DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE SEMESTRAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxSx.RAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	C	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	C	
3	Código del punto luminoso (inicio del tramo a medirse)	10	C	Asignado por el Suministrador
4	Código del suministro más próximo	10	C	Para facilitar ubicación del tramo
5	Tipo de alumbrado (ver tabla de códigos de tipo alumbrado)	3	C	al final del Anexo N° 1
6	Tipo de calzada: C= clara ; O= oscura	1	C	C = clara ; O= oscura
7	Longitud del tramo medido(mts.)	3.2	N	
8	Iluminación media en la calzada (lux)	3.2	N	
9	Uniformidad media de luminancia	1.2	N	
10	Índice de Control de Deslumbramiento (q)	2.2	N	
11	Iluminación media en la vereda	1.2	N	
12	Luminancia media con revestimiento seco (cd/m ²)	2.2	N	
13	Uniformidad general	1.2	N	
14	Uniformidad longitudinal	1.2	N	
15	Uniformidad transversal	1.2	N	
16	Uniformidad media	1.2	N	
17	Fecha de la medición	8	C	Formato: ddmmaaaa
18	Hora de la medición	4	C	Formato: hhmm
19	Tramo cumple con los niveles FOTOMETRICOS MINIMOS: S= sí ; N= no	1	C	Para la calzada y para la vereda
20	Observaciones	50	C	

ANEXO N° AP3

DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE SEMESTRAL DE LA LONGITUD DE LAS VÍAS CON ALUMBRADO PÚBLICO DEFICIENTE

Nombre del archivo: xxxAxxSx.FAP (un solo registro por cada zona de concesión o área de suministro)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	C	Ver Anexo N° 3
2	Código de zona de concesión o área de suministro.	4	C	
3	Año de la medición	4	C	formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la medición	2	C	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Longitud Total medida en el semestre(L) en cada zona de concesión o área de suministro	7.3	N	en Kms.
6	Longitud de Vías con Alumbrado Público Deficiente (l)	7.3	N	en Kms.
7	Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente l(%).	3.3	N	$l(\%) = (l / L) * 100$

ANEXO N° AP4

TABLA SEMESTRAL DE COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	C	Ver Anexo No. 3
2	Código de zona de concesión o área de suministro.	4	C	
3	Año al que corresponde la compensación	4	C	formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la compensación	2	C	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Número de suministro del Cliente	10	C	Código o número del suministro
6	Tipo de tensión (muy alta, alta, media y baja tensión)	3	C	MAT; AT; MT; BT
7	Tipo de servicio (Urbano, Rural, Urbano-Rural)	2	C	U; R; UR (R y UR sólo en baja tensión)
8	Monto pagado por el Cliente por ALUMBRADO PÚBLICO en el semestre.	8.2	N	Monto en soles
9	Energía o el equivalente en energía en kWh facturados al cliente por concepto de Alumbrado Público durante el semestre.	8.3	N	En kWh.
10	Monto de compensación al Cliente por el semestre	8.2	N	En U.S. dólares

CRITERIOS ADICIONALES A TOMARSE EN CUENTA PARA EL DISEÑO DE ARCHIVOS, TABLAS Y REPORTES IMPRESOS

ARCHIVOS Y TABLAS INFORMÁTICAS :

- Los valores numéricos se alinearán siempre a la derecha del campo, con tantos decimales como indique el formato respectivo (usar ceros a la derecha si es necesario). No usar punto decimal. Ej.
- Si el formato es de 10.3 numérico, el ancho del campo es de 13 posiciones (10 enteros + 3 decimales) los siguientes valores: 80 ; 432.5 ; 1930.05 ; 243845.324, deberán registrarse como se muestra:

										8	0	0
										4	3	2
										1	9	3
												5
										2	4	3
										8	4	5
												3
												2
												4

- Los campos tipo carácter (alfanuméricos) se alinearán a la izquierda. Ej.
Si el formato del campo es de 2 caracteres y las letras que definen el parámetro de la medición son :
F → flicker ; A → armónicas y FA → flicker y armónicas
El campo deberá llenarse de una de las tres maneras siguientes :

F		- si la medición es de sólo flicker
A		- si la medición es de sólo armónicas
F	A	- si la medición es de flicker y armónicas

REPORTES IMPRESOS :

En el diseño de los campos alfanuméricos sólo se ha considerado las primeras 10, 20, etc. posiciones, truncando el resto debido al tamaño de la hoja de impresión. Se deja a criterio la modificación del ancho de estos campos, a fin que se logre la claridad, facilidad de comprensión y presentación del reporte.

SIGNIFICADO DE ABREVIATURAS USADAS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
MAT	Muy alta tensión
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
CODIGO SET	Código de Subestación de MAT/AT, MAT/MT ó AT/MT
CODIGO SED	Código de Subestación MT/BT
TIPO PUNTO	Tipo de punto de medición. Ver Anexo N°4
PAR. MED.	Parámetro medido → F = flicker ; A = armónicas ; FA = flicker y armónicas
OPC. TAR.	Opción Tercera aplicada al suministro
TIP. SER.	Tipo de Servicio → U = urbano , R = rural , UR = urbano-rural
TIP. SUM.	Tipo de suministro → MO = monofásico ; TR = trifásico
DEN. VÍA	DENOMINACIÓN DE LA VÍA: JR= jirón, AV=avanzada, VE= vía expresa, AU=autopista, CA=calle, CR=carretera, PS=pasaje, OV=ovato, MA=maíz, PQ=parque, PL=plaza, AL=alameda
TIPO VÍA	Código del Tipo de vía según tabla de Anexo N°1 (RE, SR, EX, AR, CO, LR, LC, LR, PP)
TIPO ALU	Código del Tipo de alumbrado según tabla de Anexo N° 1 (I, II, III, IV, V)

SE RESUELVE:

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

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

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

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

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

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

Regístrese, comuníquese y publíquese.

VICTOR JOY WAY ROJAS
Ministro de Economía y Finanzas

4765

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

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

Lima, 9 de abril de 1999

CONSIDERANDO:

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

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

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

SE RESUELVE:

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

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

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

Regístrese y publíquese.

VICTOR JOY WAY ROJAS
Ministro de Economía y Finanzas

4766

ENERGIA Y MINAS

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

**DECRETO SUPREMO
N° 009-99-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, de fecha 9 de octubre de 1997, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, a fin de garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno;

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

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

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

DECRETA:

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

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

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

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

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

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

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

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

5.1.2 Tolerancias.-

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

5.1.6 Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba" o "aguas-abajo", según sea el caso, desde e incluido el cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

5.2.2

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24h} (f(t) - f_d) dt; \text{ (expresada en Ciclos)} \dots \dots \dots \text{ (Fórmula N° 5)}$$

Donde:

Γ : Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la Fórmula N° 5, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

5.2.3 Tolerancias.-

- Variaciones Diarias (IVDF^d) : ± 600.0 Ciclos.

5.2.5 Compensaciones por mala calidad de frecuencia.-

Tabla N° 4

M _{vdf} (ciclos)	B _d
600 < M _{vdf} ≤ 900	1
900 < M _{vdf} ≤ 1200	10
1200 < M _{vdf}	100

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

5.3.3 Tolerancias:

Tabla N° 5

ORDEN (n) DE LA ARMONICA o THD	TOLERANCIA V _i ' o THD ^d ' (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Alta y Muy Alta Tensión	Media y Baja Tensión
(Armonicas Impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0

17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
Mayores de 25	0.1 + 2.5/h	0.2 + 12.5/h
(Armonicas impares múltiplos de 3)		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
(Pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores de 12	0.2	0.2
THD	3	8

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

...

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

8.1.4

...

Tabla N° 8

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

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

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

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

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

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

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

c) El suministrador debe pagar como compensación, lo siguiente: i) El monto calculado en el punto b); y, ii) La diferencia resultante de los montos calculados en los puntos a) y b), hasta el límite de las compensaciones recibidas por su o sus suministradores, producto de las deficiencias originadas en el sistema de transmisión.

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

Artículo 5°.- Incrementar en cincuenta por ciento (50%) las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) para el Sistema Interconectado del Sur (SIS) y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro M_{VDF} con-

tenidos en la Tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en tales sistemas.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

4767

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

RESOLUCION SUPREMA
N° 055-99-EM

Lima, 10 de abril de 1999

Visto el Expediente N° 15008293, que incluye los documentos con Registros N°s. 1091324, 1098721, 1109833, 1206409 y 1212439, sobre regularización de ampliación de concesión definitiva de distribución de energía eléctrica, organizado por la concesionaria SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A. - SEAL, persona jurídica inscrita en el folio 97, tomo 1 del Registro de Sociedades bajo el N° XIX de fecha 5 de mayo de 1905, Registro Mercantil de Arequipa;

CONSIDERANDO:

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



**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG**

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

**VERSIÓN ADECUADA AL
D.S. N° 009-99-EM**

SEPARATA ESPECIAL

**RESOLUCION DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG Nº 295-1999-OS/CD**

Lima, 11 de mayo de 1999

VISTO:

El Memorándum Nº 928-1999-OSINERG-GE de la Gerencia de Electricidad del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía; y,

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo Nº 020-97-EM, de fecha 9 de octubre de 1997, se aprobó la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos";

Que, la Octava Disposición Final del referido Decreto Supremo dispuso que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía emitirá la Base Metodológica para la Aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos";

Que, mediante Resolución OSINERG Nº 438-98-OS/CD publicada el 17 de noviembre de 1998, se aprobó la "Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos";

Que, por Decreto Supremo Nº 009-99-EM, de fecha 11 de abril de 1999, se suspendió la aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" en diversos sistemas, asimismo se modificó algunos numerales de la misma, así como la Primera Disposición Final del Decreto Supremo Nº 020-97-EM, y se dispuso la adecuación de la Base Metodológica para la aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" a lo establecido en el mencionado Decreto Supremo Nº 009-99-EM;

Que, de conformidad con lo establecido en el Artículo 9º del Decreto Supremo Nº 009-99-EM y el inciso a) del Artículo 11º el Decreto Supremo Nº 005-97-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- APROBAR la Base Metodológica para la aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", cuyo texto forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2º.- DEJAR sin efecto a partir de la fecha de publicación, la Resolución OSINERG Nº 438-98-OS/CD publicada el 17 de noviembre de 1998.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

GUILLERMO THORNBERRY VILLARAN
Presidente del Consejo Directivo
OSINERG

**BASE METODOLÓGICA PARA LA APLICACIÓN DEL D.S. Nº 020-97-EM
"NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS"-NTCSE**

1.- OBJETIVO.

El presente documento tiene como objetivo adecuar al Decreto Supremo Nº 009-99-EM, la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, publicada el 17 de noviembre de 1998 en el Diario El Peruano.

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

- La estructuración de la Base de Datos que permita una efectiva aplicación y control de la NTCSE.
- La transferencia de información a la autoridad.
- La ejecución de las campañas de medición y registro, indicando los requisitos mínimos del equipamiento que podrá utilizarse.

2.- BASE DE DATOS.

- 2.1.- Un mes antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE, los Suministradores entregan al OSINERG en medio magnético, el 100% de la base de datos que contenga el esquema de alimentación a cada uno de sus clientes en muy alta tensión, alta tensión y media tensión.
- 2.2.- Tratándose exclusivamente del esquema de alimentación a cada uno de sus clientes en baja tensión, los respectivos Suministradores entregan al OSINERG, el 100% de la indicada base de datos a más tardar un (1) mes antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE. Al finalizar la primera etapa entregan al OSINERG un avance mínimo real del 30% en su implementación.
- 2.3.- En principio, esta base de datos se organiza según detalle de las Tablas Informáticas detalladas en el ANEXO Nº 1 del presente documento, y se actualiza como mínimo en forma semestral o cuando lo requiera el OSINERG, por lo que la empresa debe permanentemente mantener su base de datos actualizada.

3.- TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN.

- 3.1.- La transferencia de información se realiza por correo electrónico o en su defecto a través de medio magnético (discos compactos, diskettes de alta densidad o diskettes de gran capacidad). De usarse diskettes, estos se rotulan de acuerdo a lo indicado en el ANEXO Nº 2, y en caso de usarse discos compactos se acompaña la relación de archivos contenidos en forma impresa y pegada sobre el estuche.
- 3.2.- En el ANEXO Nº 3 se define la forma de nombrar los archivos que se utilizan para la transferencia de información.
- 3.3.- Los modelos matemáticos, procedimientos de cálculo, programas, etc., que se requieran para verificar el cálculo de indicadores y compensaciones, a los que se refiere la norma en sus numerales 5.4.8, 6.2.7 y 8.2.8, se entregan al Osinerg una semana antes de finalizada la primera etapa de adecuación a la NTCSE. Sólo ante cualquier cambio de esta información, el suministrador dentro del plazo de quince (15) días de producida la variación, entrega al Osinerg la información actualizada respectiva.

4.- IMPLEMENTACIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN.**4.1.- CALIDAD DEL PRODUCTO.****4.1.1.- CRITERIOS GENERALES.**

Para la campaña de medición, registro, procesamiento de la información, y determinación de las compensaciones relacionadas con la Calidad del Producto, se toma en cuenta los siguientes criterios generales:

- a) Para la validez de las mediciones en puntos de suministro, en todos los casos el suministrador llenará la planilla que se muestra en el Gráfico N°1. La firma del usuario sólo acredita haber tomado conocimiento de la ejecución de las mediciones, por lo que en caso de negativa de firma se deberá anotar la misma en la respectiva planilla, precisando fecha y hora de la puesta en conocimiento al usuario.
- b) Aquellas mediciones de **tensión y perturbaciones** que resulten fallidas o con otros problemas que invaliden la medición, deberán repetirse dentro del siguiente mes, caso contrario se calificará como **incumplimiento** de la norma sujeta a sanción; en caso se registre en la nueva medición una mala calidad del servicio, las compensaciones se efectuarán desde el mes en que se efectuó la primera medición fallida. Esta repetición de mediciones no forma parte del tamaño normal de la muestra mensual que debe efectuarse según la NTCSE.
- c) Las mediciones que resulten fallidas, también son remitidas al Osinerg.
- d) La medición es válida, si la cantidad de intervalos de medición con valores registrados alcanza el 100% del período de medición, pudiendo el suministrador en caso de producirse interrupciones imprevistas, extender el período de medición.
- e) El cálculo de indicadores de calidad, se efectúan en base a los primeros intervalos con valores registrados, que completen el período de medición.
- f) En el caso de mediciones trifásicas, para la determinación de la compensación, se considera como intervalo penalizable a aquél en el cual cualquiera de los tres valores monofásicos supere el límite admisible. Cuando más de uno de éstos tres valores resulte fuera de los límites de tolerancia, se adopta para el cálculo de compensaciones el valor de máximo apartamiento de las tolerancias.

4.1.1.1.- PARA LA TENSIÓN.

- a) Las mediciones para el control de la tensión en puntos de entrega del suministro a clientes en muy alta, alta o media tensión, se registran en forma trifásica y simultánea con la energía integrada en intervalos de quince (15) minutos.
- b) En los puntos de entrega del suministro a clientes en baja tensión, el control de la tensión se realiza en forma trifásica o monofásica (según tipo de suministro) y la energía entregada en condiciones de mala calidad a cada cliente afectado, se evalúa según lo establecido en la Sétima Disposición Final de la NTCSE.

En intervalos con medición de tensión inferior a las tolerancias mínimas admitidas, se considera como clientes afectados sujetos a compensación por esta mala calidad de tensión, a todos los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados desde e incluido el cliente donde se hizo la medición hasta el extremo final de todo el alimentador y ramales en BT posteriores al punto medido.

En intervalos con medición de tensión superior a las tolerancias máximas admitidas, se considera como clientes afectados sujetos a compensación por esta mala calidad de tensión, a todos los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados desde e incluido el cliente donde se hizo la medición hasta el inicio del respectivo alimentador en BT.

4.1.1.2.- PARA LA FRECUENCIA.

- a) Los COES, y los encargados de la operación en tiempo real para el caso de Sistemas Aislados, eligen el punto o puntos de medición que garanticen el registro de la frecuencia para el sistema o partes de él, por consiguiente comunica por escrito y una sola vez al OSINERG, la siguiente información por cada punto donde registrará la frecuencia:

- Código asignado al punto (máximo 10 posiciones).
- Ubicación
- Fecha de instalación del registrador de frecuencia.
- Marca y modelo del equipo registrador.
- Número de serie del registrador.

En caso varíe esta ubicación, el respectivo COES o encargado de la operación del sistema aislado, lo comunica inmediatamente al OSINERG acompañando la justificación de la variación.

El OSINERG, puede determinar la reubicación de los puntos seleccionados.

- b) El respectivo COES o encargado de la operación en cada sistema aislado, remite mensualmente al OSINERG y a los integrantes del respectivo sistema, el reporte del control de frecuencia (sólo el archivo con extensión FFR del Anexo N° 7), en base a lo cual los suministradores elaboran y remiten al OSINERG su reporte de compensaciones (archivo con extensión CFR del Anexo N° 8)
- c) Las compensaciones las aplica el suministrador correspondiente, a cada uno de sus clientes pertenecientes al sistema donde se registró la mala calidad de la frecuencia, independientemente que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas.
- d) En caso no se cuente con registros de Potencias Máximas para el cálculo de compensaciones por mala calidad de la frecuencia, la potencia máxima promedio para cada cliente se evalúa de la siguiente manera:

• Para la opción tarifaria BT5, se emplea el algoritmo: $P_{m\acute{a}x.} = E_{mes} / NHUBT$

Donde:

Pmáx : Demanda en KW Coincidente en Horas Punta del Conjunto de Clientes de la Opción de Simple Medición BT5.

NHUBT : Número de horas mensuales promedio de utilización de los clientes de la opción tarifaria BT5, según numeral 6.3 de la Resolución N° 001-98 P/CTE.

Emes : Energía suministrada al cliente durante el mes controlado, expresada en KWH.

• Para la opción tarifaria BT6, el Factor de Coincidencia en la Punta es igual a 1.0

• Para las otras opciones tarifarias, la Potencia Máxima de cada cliente se evalúa considerando los Factores de Coincidencia en la Punta dados en el numeral 6.5.1 de la Resolución N° 001-98-P/CTE.

- e) Para efectos de aplicación de la norma, y en donde no se registre la potencia máxima diaria, las potencias máximas determinadas según el procedimiento descrito en el párrafo anterior, se considera igual para todos los días del mes.
- f) En caso las compensaciones que efectúe la generadora a la distribuidora por mala calidad de la frecuencia, sea diferente a las calculadas por la distribuidora, esta última efectuará el ajuste correspondiente a fin que resulten exactamente iguales.

4.1.1.3.- PARA LAS PERTURBACIONES.

- a) Las mediciones para el control de perturbaciones (flicker y tensiones armónicas) en puntos de entrega a clientes en muy alta, alta y media tensión, se registran con uno o más equipos en forma trifásica, simultánea y sincronizada con la energía integrada en intervalos de diez (10) minutos. El proceso de medición debe probar fehacientemente la fuente de origen del Flicker y la direccionalidad de cada tensión armónica individual, a fin que las perturbaciones originadas por el propio cliente sean tratadas como lo indica la NTCSE.
- b) El control de perturbaciones (flicker y tensiones armónicas) en barras de salida en baja tensión de las subestaciones en MT/BT se registran en forma trifásica, y la energía entregada con perturbaciones que exceden los límites de tolerancia, a cada cliente a compensar que pertenece a la subestación MT/BT controlada, se evalúa según lo establecido en la Séptima Disposición Final de la NTCSE.

4.1.2.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.

- a) Cada una de las mediciones cronogramadas se identifica en forma unívoca con un código denominado "Número Identificador", cuya formación se describe en el Anexo N° 4.
- b) Cada Suministrador presenta al Osinerg el Cronograma de mediciones, una semana antes del inicio del mes de mediciones y bajo la estructura de las tablas informáticas que se detallan en el Anexo N°5.
- c) Toda vez que la base de datos de los suministros en BT puede ser completada hasta un mes antes de finalizar la segunda etapa; durante el transcurso de ésta, los Suministradores del servicio de distribución en BT complementariamente remiten al Osinerg el cronograma de mediciones en forma impresa, sellado y firmado por el funcionario de la Suministradora debidamente designado para el efecto. Los formatos para la remisión de esta información impresa se muestran en el Anexo T1, el cual se deja de usar una vez que la base de datos de los suministros en BT sea completada.
- d) Deberá cuidarse que la selección aleatoria de los puntos de suministro en MAT, AT y MT a medirse, se realice sólo entre puntos no medidos. El Suministrador repite el proceso una vez que haya completado la medición de todos los puntos.
- e) Para el caso de baja tensión, el número de puntos de control de la tensión se calcula en base al total de clientes BT sujetos a control atendidos por la empresa distribuidora, luego se proratea para cada una de las zonas de concesión en función al número de sus clientes, para finalmente seleccionarlos aleatoriamente en forma proporcional al tipo de suministro (trifásico/monofásico), excluyendo los alimentadores en BT donde se haya registrado anteriormente un punto de suministro con mala calidad de tensión aún no superada por el Suministrador.
- f) Los puntos de control de perturbaciones en barras de salida BT de subestaciones MT/BT, se seleccionan aleatoriamente entre todos los alimentadores BT donde mediante monitoreo se haya encontrado presencia de flicker y/o armónicas, completando la muestra en caso de resultar necesario con la selección aleatoria entre los alimentadores BT donde no se haya monitoreado o registrado anteriormente presencia de flicker.
- g) El Osinerg podrá variar en cualquier momento el cronograma de mediciones y/o la selección de puntos de medición, según lo establecido en el numeral 5.5.1 de la NTCSE.
- h) Sólo en caso de presentarse impedimentos en el momento de la instalación de un registrador en un punto de suministro en BT, el Suministrador puede proceder a instalarlo en un punto alternativo, lo más próximo posible al originalmente seleccionado en forma aleatoria.
- i) Las remediciones se realizan en los puntos que hayan resultado sujetos a compensación por mala calidad del servicio en campañas de medición anteriores, y tienen como fin verificar la correcta solución al problema detectado con la anterior medición y consiguiente suspensión de las compensaciones mensuales. Estas no se consideran parte de los programas regulares de medición, según lo establecido en la Segunda Disposición Final de la NTCSE.
- j) Al elaborar el cronograma tentativo de mediciones, el Suministrador prevé lo necesario para que los puntos sujetos a reclamos sean efectivamente medidos según la Segunda Disposición Final de la NTCSE, no admitiéndose para estos casos el reemplazo de los mismos por clientes próximos. Estas mediciones no forman parte del tamaño normal de la muestra mensual que debe medirse según la NTCSE.
- k) Mientras no se realice la calificación del tipo de servicio (urbano-rurales y/o rurales) según lo establece la NTCSE, el tipo de servicio a consignarse a los puntos seleccionados se realiza en concordancia a lo establecido en la R.D. N° 101-97 EM/DGE y Resolución N° 022-97 P/CTE.

4.1.3.- REPORTE DE RESULTADOS.

- a) Con excepción de la frecuencia, el suministrador en un plazo no superior a las 12 horas de retirado el registrador de cada punto medido, envía al OSINERG vía correo electrónico o en medio magnético, el registro de las mediciones sin procesar (información primaria en formato del propio equipo) **acompañando textualmente el nombre dado al archivo, la campaña (mm,aaaa), el parámetro medido, así como la marca, modelo y número de serie del registrador.** Este registro sin procesar, podrá ser recabado nuevamente del propio equipo por el fiscalizador del OSINERG, en la oportunidad de retiro de dicho equipo de un siguiente punto medido.
- b) Una vez finalizada la campaña de mediciones del mes, el Suministrador remite vía correo electrónico o en medio magnético dentro de los primeros 20 días del mes siguiente:
 - Un primer reporte de todas las mediciones efectuadas, según Tablas Informáticas que se detallan en el Anexo N° 6.
 - Un segundo reporte también según las Tablas Informáticas que se detallan en el Anexo N° 7, conteniendo información de los puntos con mediciones y/o remediciones fuera de tolerancias.
 - Un tercer reporte donde se indica las compensaciones a pagarse en la facturación del mes siguiente al mes de ocurrencia o verificación de la deficiencia, de todos los suministros que hayan resultado afectados con una mala calidad del servicio eléctrico. La estructura de estas Tablas Informáticas se detalla en el Anexo N° 8
- c) En cumplimiento a lo señalado en el punto 5.4.8 de la NTCSE, estos Reportes se complementan con un informe escrito denominado **INFORME CONSOLIDADO DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO** que trate sobre los puntos programados, puntos medidos, explicación de las causas que originaron la medición en puntos alternativos próximos, cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un cliente elegido aleatoriamente por el suministrador y por parámetro medido (tensión/ frecuencia/flicker/tensiones armónicas).
- d) Este informe escrito también contendrá, referente a todos los registros de Flicker, Armónicas y Energía Suministrada **por cada periodo de medición, la siguiente información:**
 - Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.

BANDA	NÚMERO DE INTERVALOS/ARMONICA/PERIODO					KWH.
	A2°	A3°	A4°	A40°		
0 - 1%	#	#	#	#		XXXXX.X
1 - 2%	#	#	#	#		XXXXX.X
.
.
9 - 10%	#	#	#	#		XXXXX.X
.
.

- Perturbaciones por Flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad.

BANDA	NÚMERO DE INTERVALOS/PERIODO	KWH
1.0 < Pst ≤ 1.1	#	Xxxxx.x
1.1 < Pst ≤ 1.2	#	Xxxxx.x
1.2 < Pst ≤ 1.3	#	Xxxxx.x
.	.	.
.	.	.

4.1.4.- REQUISITOS MÍNIMOS QUE DEBE CUMPLIR EL EQUIPAMIENTO PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO.

- a) Los equipos registradores deberán ser de fácil traslado, y permitir el almacenamiento de la información en memoria no volátil por un lapso de 15 días como mínimo, sin descargas intermedias.
- b) Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como a la intemperie. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.
- c) La medición debe ser permanente y con seguimiento de la tensión a través de una constante de tiempo de muestreo apropiada para el registro de cada parámetro.
- d) Los registradores deberán disponer de Interfase óptica, serial o paralela para computadora, que permita obtener el/ los archivo/s de la medición en formato ASCII.
- e) Los valores representativos de los respectivos intervalos de medición podrán ser obtenidos por postprocesamiento, mediante software externo.
- f) Cuando sea necesario, el empleo de transformadores o transductores de tensión o de corriente, estos deberán tener características acordes con las del registrador, a fin que la precisión de la medición de energía/potencia del equipo incluyendo transformadores y/o pinzas, sea por lo menos correspondiente a la Clase de precisión del sistema de medición empleado para la facturación comercial.

Las condiciones ambientales en que deberán poder funcionar los equipos de medición y registro serán las siguientes:

Rango de temperatura de operación:	0°C a +55°C, para la costa y selva. -20°C a + 45°C, para la sierra.
Rango de humedad de operación:	45 a 98%
Rango de presiones barométricas:	0.76 a 1.08 Bar, para la costa y selva. 0.45 a 0.76 Bar, para la sierra.

-) Los diferentes modelos de equipos de medición y registro a utilizar deberán contar con la certificación de ensayos tipo realizados por laboratorios reconocidos. Los ensayos exigidos como mínimo serán:
- Ensayos de aislamiento.
 - Ensayos de Compatibilidad electromagnética
 - Ensayos climáticos.
 - Ensayos mecánicos.
 - Ensayo de Clase de Precisión.
-) Antes de adquirir cada modelo de registrador, debe asegurarse que la licencia de uso del software de trabajo inherente al equipo, permita también su uso por parte del Osinerg.
- j) Previo a la instalación de los equipos registradores, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento, los cuales deberán repetirse **periódicamente según indicaciones del fabricante**, o a solicitud del OSINERG.
- k) Deberá notificarse al OSINERG fehacientemente con 5 (cinco) días de anticipación: el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin **que su representante asista** a los mismos. En caso de no asistencia del representante del OSINERG, los ensayos se realizarán igualmente levantando el acta correspondiente.

4.1.4.1.- ADEMÁS, PARA EL CONTROL DE LA TENSIÓN...

La variable medida es el valor eficaz verdadero (con armónicas incluidas) de la tensión en cada una de las tres fases. Sólo si la instalación elegida para medir es monofásica, se medirá esa sola fase.

La exactitud del sistema de medición de la tensión deberá ser igual o mejor a la definida como Clase 0.5 según normas IEC o equivalente.

4.1.4.2.- ADEMÁS, PARA EL CONTROL DE LA FRECUENCIA...

El equipo debe contar con un reloj interno síncrono controlado por satélite, tal que la precisión de la hora solar tomada como referencia, sea del orden hasta de los 10^{-7} segundos.

4.1.4.3.- ADEMÁS, PARA EL CONTROL DEL FLICKER...

Las características del equipo de medida del Flicker para verificar los Niveles de Referencia definidos en la NTCSE, deberán seguir las recomendaciones dadas por la norma IEC-868. El equipo debe medir el flicker en cada fase.

4.1.4.4.- ADEMÁS, PARA EL CONTROL DE LAS TENSIONES ARMÓNICAS...

Las características del equipo de medición de las tensiones armónicas para verificar los niveles de referencia definidos en la NTCSE, deben estar de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 1000-4-7. El equipo debe medir las tensiones armónicas individuales por fase hasta del orden 40° inclusive.

4.2.- CALIDAD DEL SUMINISTRO.

4.2.1.- CRITERIOS GENERALES.

Se indican a continuación algunos criterios que el suministrador tomará en cuenta en el registro, procesamiento de la información y determinación de las compensaciones relacionadas con la calidad del suministro eléctrico:

4.2.1.1.- Interrupciones Monofásicas

De producirse interrupciones monofásicas y mientras que la suministradora no cuente con la vinculación usuario-red que permita identificar la fase real a la cual se haya relacionado cada uno de sus clientes, se considerará para los efectos del cómputo, que las citadas interrupciones involucren a la totalidad de los usuarios asociados a la red afectada, independientemente de las fases a la que estén conectados, quedando a cargo de la Suministradora la consecución de pruebas necesarias a fin de identificar en cada caso particular, los usuarios que no hubieran resultado comprometidos por la interrupción a efectos de su exclusión del cálculo de las compensaciones.

4.2.1.2.- Interrupciones por morosidad u otras causas

Las interrupciones relacionadas con domicilios de usuarios en situación de corte del suministro ordenado por la propia Suministradora como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por Ley, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de calidad del suministro.

4.2.1.3.- Usuarios con antigüedad menor a un semestre

La estimación de la energía a emplear por la Suministradora como base de cálculo para la determinación de la compensación por incumplimiento en los niveles de Calidad del Suministro prestada a usuarios con una antigüedad inferior a un semestre, será definida en función del consumo habido, proyectado para un período semestral.

4.2.1.4.- Suministros dados de baja

Para el caso de suministros dados de baja, se computarán las interrupciones hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia. La energía semestral necesaria para el cálculo de la eventual compensación correspondiente, se determinará proyectando los valores de energía facturados con anterioridad a la fecha de baja del servicio.

4.2.1.5.- Sistema de recepción de reclamos

Al ser una de las alternativas que el inicio de las interrupciones sea determinado por el sistema telefónico de reclamos, el suministrador deberá asegurar que los usuarios tengan la posibilidad de acceso telefónico inmediato durante las 24 horas del día, y que la fecha y hora de recepción del reclamo quede registrado en forma automática.

4.2.2.- REPORTE DE INTERRUPCIONES.

Dentro de los 20 días siguientes al semestre controlado, el Suministrador remite al OSINERG lo siguiente:

- Copia de los registros automáticos del semestre controlado, mediante correo electrónico o en medio magnético.
- El reporte semestral del control de interrupciones, según los formatos que se detallan en el Anexo N° 9. En este reporte se consignan todas las interrupciones registradas en el período, indicando la causa y motivo de la interrupción con el código correspondiente que figura en el ANEXO N° 10.
- Asimismo mediante una Tabla Informática cuya estructura se describe en el ANEXO N° 11, el suministrador remite el Reporte de compensaciones a pagarse en la facturación del mes siguiente al semestre controlado, de todos los suministros afectados por mala Calidad del Suministro.
- Conjuntamente con estos reportes, el Suministrador presenta su informe escrito conteniendo los resúmenes de las compensaciones pagadas a sus clientes separándolos en muy alta, alta, media y baja tensión, así como el cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente, según lo señalado en el numeral 6.2.7 de la NTCSE.

4.3.- CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.**4.3.1.- TRATO AL CLIENTE.**

Dentro de los 20 días calendario posteriores a la finalización de cada semestre evaluado, el Suministrador presenta al Osinerg un Informe escrito donde debe constar la cantidad de todos los pedidos y reclamaciones del semestre, discriminados por causa e indicación de los tiempos medios de atención y/o resolución de los mismos. Este informe será acompañado por un cuadro denominado Resumen Semestral de Calidad del Servicio Comercial, según se detalla en el Anexo N° 12

Dentro del mismo plazo de los 20 días, el Suministrador remite al Osinerg vía correo electrónico o mediante medio magnético, los registros informáticos que se detallan a continuación y que se refieren sólo a los casos que excedieron los plazos establecidos en la NTCSE, para la atención del pedido o solución del inconveniente:

4.3.1.1.- Nuevas conexiones o ampliación de la potencia Contratada.

Una tabla informática de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 13, con información de las solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada, que excedieron los plazos máximos de atención que se precisan a continuación:

El Suministrador elabora y proporciona al Solicitante para su revisión y aprobación el proyecto y el respectivo presupuesto de la conexión con información detallada del costo por materiales e instalación o en su caso se pronuncia sobre el proyecto y presupuesto presentado por el Solicitante, en los plazos máximos contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud, que se indican a continuación:

- Sin modificación de redes.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Hasta los 50 Kw	5 días calendario	7 días calendario
Más de 50 Kw	7 días calendario	21 días calendario

- Con modificación de redes incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Hasta los 50 Kw	10 días calendario	21 días calendario
Más de 50 Kw	15 días calendario	56 días calendario

- Con expansión sustancial y necesidad de proyecto de red primaria que incluya nuevas subestaciones y tendido de red primaria.

	Entrega del Presupuesto	Ejecución (según NTCSE)
Cualquier potencia	25 días calendario	360 días calendario

Conjuntamente con el presupuesto, el Suministrador precisa los requisitos y condiciones que debe cumplir el interesado para proceder a la ejecución de obras para el nuevo suministro o ampliación de potencia.

4.3.1.2. Reconexiones

Una tabla informática según formato que se detalla en el ANEXO N° 14, de todas las reposiciones de servicio que excedieron el "plazo máximo" señalado en el numeral 7.1.3 b) de la NTCSE, indicando la justificación del incumplimiento o retraso.

4.3.1.3. Opciones tarifarias

Una tabla informática de acuerdo al formato que se detalla en el ANEXO N° 15, de todas las solicitudes que excedieron los plazos máximos de atención, señalados en el numeral 7.1.3 c) de la NTCSE por "cambio de opción tarifaria", indicando la justificación del retraso o incumplimiento.

4.3.1.4. Reclamos por Errores de medición/facturación y Otros reclamos

Un reporte en forma de tabla informática según formato que se detalla en el ANEXO N° 16, de todos los reclamos por Errores de medición/facturación y Otros reclamos, sin Informe o Respuesta del Suministrador al Cliente, dentro del plazo de treinta (30) días establecido en el numeral 7.1.3 d) y e) de la NTCSE.

Suministrador mantiene un registro informático de todos los suministros corregidos por similitud con el error de dición/facturación reclamado, para ser mostrados al OSINERG cuando este organismo lo requiera.

2.- MEDIOS A DISPOSICIÓN DEL CLIENTE

2.1.- Libro de Observaciones

Suministrador remite al OSINERG hasta cuatro meses antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE, respectivos "Libros de Observaciones" debidamente foliados e indicando en cada uno de ellos el "centro de atención comercial" donde estarán disponibles para que los clientes anoten sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio.

Los libros luego de ser rubricados por el profesional que designe para el efecto la autoridad, serán devueltos al suministrador a fin que entren en funcionamiento tres meses antes de finalizar la primera etapa de adecuación a la NTCSE.

2.2.- Facturas

Suministrador prepara en forma mensualizada la información sobre su sistema de reparto de facturas, determinando porcentajes de entrega a los 3, 6, 9, 12 y más de 12 días de la emisión, así como el tiempo promedio de entrega. Esta información conjuntamente con un modelo de factura emitida en el mes de enero y abril o julio y setiembre según el semestre correspondiente, la remite al Osinerg dentro de los siguientes 20 días del semestre evaluado.

2.3.- Registro de reclamos

El sistema informático definido en el numeral 7.2.3 b) de la NTCSE deberá estar diseñado y permanentemente actualizado a que, además de generar los reportes definidos en el numeral anterior 4.3.1 "Trato al Cliente" de esta base metodológica, permita mediante consultas y/o reportes efectuar el seguimiento de un pedido, solicitud o reclamo particular, su solución y/o respuesta final al Cliente.

2.4.- Centros de atención telefónica / fax

Implementando lo establecido en el numeral 7.2.3 c) de la NTCSE, el sistema de atención telefónica / fax para atender reclamaciones por falta de suministro deberá estar capacitado para registrar la hora de inicio de una interrupción en concordancia con lo señalado en el numeral 6.1.11 de la misma norma. Este sistema de atención podrá ser auditado por OSINERG en cualquier momento que lo requiera.

3.- PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA.

3.1.- Cronograma de Mediciones

Cinco semanas antes de cada mes el Suministrador planteará al OSINERG para su aprobación y/o modificación, el cronograma de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada".

El cronograma debe establecer un número de inspecciones diarias no menor a seis (6).

El cronograma será presentado al OSINERG vía correo electrónico o en medio magnético, según el formato que se detalla en el ANEXO N° 17.

Complementariamente durante la segunda etapa de adecuación de la NTCSE, los Suministradores del servicio de distribución en BT remiten al Osinerg el cronograma de inspección mensual de precisión de la medida en forma impresa, firmado y firmado por el funcionario de la Suministradora debidamente designado para el efecto, según detalle mostrado en el Anexo T2. Este anexo se deja de usar cuando la base de datos de los suministros en BT sea completada y remitida al OSINERG.

3.2.- Elección de la muestra

Suministrador selecciona aleatoriamente la muestra de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada", de cada zona de concesión bajo su responsabilidad, y repartida en proporción al número de clientes según las zonas tarifarias que atiende.

Se deberá cuidar que las inspecciones mensuales se seleccionen exceptuando los medidores inspeccionados en los cinco meses anteriores; excepto en pequeñas localidades donde la totalidad de los medidores puedan inspeccionarse en un período menor, en cuyo caso se repite el proceso.

3.3.- De la Inspección

Se informará al usuario con un mínimo de dos (2) días útiles de anticipación, sobre el día y la hora de la inspección.

La inspección consta de la contrastación del equipo de medición y revisión de los elementos complementarios del mismo, tales como: reductores o transductores, dispositivos horarios, etc.

El suministrador llevará a cabo estas inspecciones en su concesión, a través de una o más empresas contrastadoras, debidamente autorizadas por el INDECOPI; a falta de estas empresas contrastadoras, el suministrador podrá efectuar directamente con su personal y equipos, la inspección y contrastación a que contrae este numeral, sólo mientras subsista esta carencia de empresas contrastadoras autorizadas. En cualquiera de los casos, deberá comunicarse con antelación al Osinerg.

La contrastación del medidor instalado se realiza con un medidor patrón, cumpliendo para el efecto las prescripciones aplicables de las normas metroológicas peruanas y a falta de éstas según las normas IEC (International Electrotechnical Commission). El medidor patrón deberá estar debidamente certificado por el INDECOPI.

En los puntos de suministro donde se aplica opciones tarifarias polinómicas, se contrasta por separado cada aparato de medición.

Por cada prueba realizada el Suministrador elabora un protocolo de inspección, según formato que se detalla en el Gráfico 2. Este protocolo debe ser firmado por el Cliente en señal de conocimiento, por lo que en caso de negativa se debe dejar constancia en el mismo protocolo.

Los porcentajes de error de medición se evalúan considerando la corrección por relación de transformación de los transductores, verificada en campo.

Sólo para el caso de medidores electrónicos de alta precisión, el proceso de contrastación puede sustituirse mediante la instalación de un analizador de redes que registre la energía activa y/o reactiva durante un período de medición de siete (7) días continuos, considerándose para este caso una tolerancia permitida de error en la precisión de la medida de energía facturada, no mayor a la del medidor electrónico. Asimismo se debe verificar como parte de la inspección de este tipo de medidores, que el período de integración este programado para 15 minutos.

Los resultados de estas mediciones serán remitidos al OSINERG vía correo electrónico dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al semestre controlado, en forma de la tabla informática que se detalla en el ANEXO N° 18.

4.4.- CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO.

4.4.1.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.

- El Suministrador entrega al Osinerg una semana antes de cada mes correspondiente al semestre a controlar el Programa de Mediciones Mensuales para el Control de la Calidad del Alumbrado Público, según la tabla informática que se detalla en el Anexo N° AP1.
- Mientras el suministrador no complete la base de datos correspondiente a las vías (ver parte final del Anexo N° 1) y la remita al OSINERG, complementariamente envía en forma impresa, sellado y firmado, el cronograma detallado en el Anexo T3. Esta base de datos debe ser remitida al OSINERG en forma completa, un mes antes de finalizar la segunda etapa de adecuación a la NTCSE.
- En tanto no se determine estadísticamente la muestra representativa para el control del alumbrado público de cada concesión, el suministrador selecciona aleatoriamente la muestra mensual en cada zona de concesión, teniendo presente que en el período de un semestre debe lograr el control de calidad del alumbrado público del 1% de la Longitud Total de las vías, que cuenten con servicio de alumbrado público.
- La muestra mensual se selecciona en función a la longitud total de cada tipo de vía, y en un solo tramo continuo por vía, debiendo cuidar que en la selección aleatoria se excluyan los tramos medidos en los dos últimos años.
- El indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente ℓ (%) se calcula sobre la Longitud de Vías medida en el semestre.

4.4.2.- EJECUCIÓN DE LAS MEDICIONES.

- En caso se realice el control de la calidad de Alumbrado Público con equipamiento que implique obstrucción del tránsito vehicular, la suministradora tomará las previsiones de seguridad y efectuará con una anticipación no menor a tres (3) días las coordinaciones del caso con las autoridades locales para garantizar una correcta ejecución de las mediciones.
- La prueba técnica de medición propiamente se realizará en concordancia con la Norma DGE 016-T-2/1996, o la que la sustituya, y se elaborará un protocolo de medición donde conste por lo menos, la identificación y ubicación de la vía y tramo medido, el tipo de alumbrado, tipo de vía, tipo de calzada, hora y fecha de la medición, y los valores de los parámetros medidos.

4.4.3.- REPORTE DE RESULTADOS.

- Las suministradoras remitirán en soporte magnético o vía correo electrónico dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al semestre evaluado:
 - Un reporte conteniendo todas las mediciones del semestre, según la Tabla Informática que se detalla en el Anexo N° AP2
 - Un reporte en forma de tabla informática conteniendo para cada zona de concesión, un solo registro con la longitud total de los tramos medidos en el semestre, la longitud total de los tramos con mala calidad de alumbrado público y el indicador ℓ (%), según formato que se detalla en el Anexo N° AP3.
 - Un reporte informático conteniendo las compensaciones a todos los usuarios de la zona de concesión donde se comprobó la mala calidad del servicio de alumbrado público. La estructura de esta tabla informática se detalla en el Anexo N° AP4.

Para el cálculo de compensaciones, el equivalente en energía expresado en KWH, que el cliente paga en promedio por concepto de Alumbrado Público, al que hace referencia la norma, se determina mediante el siguiente algoritmo:

$$EAP = \Sigma PAP / \Sigma PMAP$$

donde:

- EAP : Equivalente en energía expresado en KWH
 Σ PAP : Sumatoria de los pagos mensuales por concepto de alumbrado público, que efectúa el cliente, durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.
 Σ PMAP : Sumatoria de los precios medios mensuales del alumbrado público, aplicados durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.

- El Suministrador acompaña a estos reportes un informe escrito consolidado denominado INFORME SEMESTRAL DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO, que contenga los puntos complementarios indicados en el numeral 8.2.8 de la NTCSE.

ANEXO N° 1
ESTRUCTURA DE LAS TABLAS DE LA BASE DE DATOS PARA EL CONTROL DE
LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

SUMINISTROS BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Dec.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION
3	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCIÓN
4	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGUN CORRESPONDA
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
6	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
7	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
8	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
9	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
10	ALFANUMÉRICO	05		OPCIÓN TARIFARIA
11	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
12	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
13	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
14	NÚMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
15	NÚMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL (KV)
16	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SUBESTACION MT/BT
17	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO ALIMENTADOR BT
18	ALFANUMÉRICO	02		TIPO DE SERVICIO : U= urbano ; R=rural ; UR=urbano-rural
19	ALFANUMÉRICO	03		FASES DE ALIMENTACIÓN: RN, SN, TN, RS, ST, RT, RST
20	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO INMEDIATO ANTERIOR

Nombre del archivo: SUMINBT.XXX XXX → Cód. Empresa Suministradora
 INEI: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

SUMINISTROS MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Dec.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION, DEL QUE BRINDA EL SUMINISTRO
3	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGUN CORRESPONDA
4	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
6	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
7	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
8	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
9	ALFANUMÉRICO	05		OPCIÓN TARIFARIA
10	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
11	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
12	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
13	NÚMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
14	NÚMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL (KV)
15	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET
16	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE SECCIÓN DE LINEA o ALIMENTADOR MT
n	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE SECCIÓN DE LINEA o ALIMENTADOR MT

Nombre del archivo: SUMINMT.XXX XXX → Cód. Empresa Suministradora

SUMINISTROS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Dec.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION, DEL QUE BRINDA EL SUMINISTRO
3	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGUN CORRESPONDA
4	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
6	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
7	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
8	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DEL SUMINISTRO
9	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
10	ALFANUMÉRICO	10		NÚMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
11	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACIÓN DEL MEDIDOR
12	NÚMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
13	NÚMÉRICO	03	2	TENSION DE ENTREGA (KV)
14	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET
15	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LINEA AT ALIMENTADORA
n	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LINEA AT ALIMENTADORA

Nombre del archivo: SUMINAT.XXX XXX → Cód. Empresa Suministradora

SUMINISTROS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO Nº 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION, DEL QUE BRINDA EL SUMINISTRO
3	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGUN CORRESPONDA
4	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
6	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
7	ALFANUMÉRICO	09		TELEFONO (si tuviera)
8	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DEL SUMINISTRO
9	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
10	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
11	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACION DEL MEDIDOR
12	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
13	NUMÉRICO	03	2	TENSION DE ENTREGA (KV)
14	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SET
15	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA MAT ALIMENTADORA
.
.
n	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LINEA MAT ALIMENTADORA

Nombre del archivo: SUMINMAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

ALIMENTADORES BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO Nº 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION
3	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SUBESTACION MT/BT
4	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DEL ALIMENTADOR BT
5	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL (KV)

Nombre del archivo: ALIME_BT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SUBESTACIÓN (SED) MT/BT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO Nº 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION
3	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCION EN CUYA AREA SE ENCUENTRA LA SUBESTACION
4	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SUBESTACION MT/BT
5	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA SUBESTACION MT/BT
6	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCION DE LA SUBESTACION
7	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
8	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
9	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL BT(KV)
10	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL MT(KV)
11	NUMÉRICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)
12	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
13	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
14	ALFANUMÉRICO	07		CÓDIGO DE LA SECCION DE LINEA o ALIMENTADOR MT

Nombre del archivo: SED_MBT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SECCIONES DE LINEA o ALIMENTADORES MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO Nº 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION
3	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET
4	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SECCION DE LINEA o ALIMENTADOR MT
5	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL MT (KV)

Nombre del archivo: ALIME_MT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SUBESTACIONES SET

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO Nº 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION
3	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET
4	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA SET
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCION DE LA SET
6	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
7	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
8	ALFANUMÉRICO	09		TELEFONO (si tuviera)
9	NUMÉRICO	04	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)
10	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA NORTE (UTM)
11	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
12	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL DE BARRA 1 (KV)
13	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL DE BARRA 2 (KV)
.
.
N	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL DE BARRA n (KV)

Nombre del archivo: SET.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

Agregar campos cuantas barras existan en la SET.

LINEAS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA LINEA AT
3	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA LINEA AT
4	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET DE SALIDA
5	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET DE LLEGADA
6	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL DE LA LINEA AT (KV)

Nombre del archivo: LINEA_AT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

LINEAS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA LINEA MAT
3	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA LINEA MAT
4	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET DE SALIDA
5	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET DE LLEGADA
6	NUMÉRICO	03	2	TENSIÓN NOMINAL DE LA LINEA MAT (KV)

Nombre del archivo: LINE_MAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

ZONAS DE CONCESIÓN

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		Código de la zona de concesión
3	ALFANUMÉRICO	20		NOMBRE DE LA ZONA DE CONCESIÓN
4	ALFANUMÉRICO	04		Tipo de sistema: AMAY: Aislado Mayor (Pot. Inst. Generación > 5 MW) AMEN: Aislado Menor (Pot. Inst. Generación ≤ 5 MW) SICN: Sistema Interconectado Centro Norte SISU: Sistema Interconectado Sur
5	ALFANUMÉRICO	01		Código del Sector Típico de Distribución : 1, 2, 3 ó 4
6	NUMÉRICO	5	2	Demanda Máxima en MW

Nombre del archivo: ZONA_CON.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SUCURSALES O CENTROS DE ATENCIÓN

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION
3	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE SUCURSAL O CENTRO DE ATENCIÓN
4	ALFANUMÉRICO	20		NOMBRE DE LA SUCURSAL O CENTRO DE ATENCIÓN

Nombre del archivo: SUC_CEAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

TABLA DE VÍAS

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION
3	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA VIA (ASIGNADO POR LA SUMINISTRADORA) *
4	NUMÉRICO	01	0	NUMERO DE CANALES DE CIRCULACIÓN: 1, 2, 3,....., N
5	ALFANUMÉRICO	02		DENOMINACION DE LA VIA: JR= jirón, AV=avenida, VE= vía expresa, AU=autopista, CA=calle, CR=carretera, PS=pasaje, OV=óvalo,MA=malecón, PQ=parque, PL=plaza, AL=alameda
6	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA VIA
7	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD (donde comienza la vía)
8	ALFANUMÉRICO	06		CÓDIGO UBICACIÓN GEOGRAFICA DE DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRICTO SEGUN "INEI"
9	NUMÉRICO	02	3	LONGITUD TOTAL DE LA VIA en Km. (sólo el tramo comprendido dentro de la zona urbana)
10	NUMÉRICO	10	0	CANTIDAD DE PUNTOS LUMINOSOS
11	ALFANUMÉRICO	03		Clase de zona: UMA= Urbano mayor ; UME=Urbano menor UR1=Urbano rural - Zona A - Subzona 1; URB=Urbano rural - Zona B UR2=Urbano rural - Zona A -Subzona 2
12	ALFANUMÉRICO	02		CÓDIGO DE TIPO DE VIA (ver tabla de códigos de tipos de vía)
13	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO TIPO DE ALUMBRADO

Nombre del archivo: VIASAP.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

* Se asigna un código por cada tipo de corte transversal que posea la vía.

CÓDIGOS DE TIPOS DE VÍA

CODIGOS	DESCRIPCION
RE	Regional
SR	Subregional
EX	Expresa
AR	Arterial
CO	Colectora
LR	Local residencial
LC	Local comercial
LU	Local rural
PP	Pasaje peatonal y otros

CÓDIGOS DE TIPOS DE ALUMBRADO

I
II
III
IV
V

GRÁFICO N° 1

EMPRESA:

PLANILLA DE MEDICIÓN EN SUMINISTROS	N° IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

ZONAL/SUC:	DEPARTAMENTO:	PROVINCIA :	DISTRITO:
------------	---------------	-------------	-----------

COLOCACIÓN - FECHA Y HORA:

DATOS DEL USUARIO	
NOMBRE:	
DIRECCIÓN:	
CÓDIGO POSTAL:	
TELÉFONO:	
N° DE SUMINISTRO:	
TARIFA:	
TENSIÓN DE SUMINISTRO:	

TIPO DE PUNTO		
SELECCIONADO	REMEDIACIÓN	RECLAMO
REPET. MEDICIÓN FALLIDA		SOLICITADO POR OSINERG
ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:		

TIPO DE SUMINISTRO	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	
PARÁMETRO A MEDIR	TENSIÓN	FLICKER	ARMÓNIC.

TIPO DE SERVICIO:			
URBANO	URB-RURAL	RURAL	

REGISTRADOR COLOCADO:
MARCA:
NÚMERO:

OBSERVACIONES DE COLOCACIÓN:

--

.....
INTERVINO POR EL OSINERG
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
USUARIO
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
FIRMA Y ACLARACIÓN

RETIRO - FECHA Y HORA:

--

OBSERVACIONES DE RETIRO:

--

.....
INTERVINO POR EL OSINERG
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
USUARIO
FIRMA Y ACLARACIÓN

.....
INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
FIRMA Y ACLARACIÓN

Nota: La firma del Usuario sólo acredita haber tomado conocimiento de la medición

Anexo N° 4
Formación del N° IDENTIFICADOR

La siguiente codificación identifica cada una de las mediciones en forma unívoca:

POSICIÓN	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA
1 a 3	Empresa	Identificación de la Empresa Suministradora (según Anexo N° 3).
4 y 5	Año	Los dos últimos dígitos del año
6 y 7	Período	Dos dígitos según orden del mes: 01,02,.....,12 Para información semestral: S1 y S2
8	Tipo de medición	Identificación del tipo de medición (un ALFANUMERICO) 1...Medición de TENSION en puntos en MAT, AT, MT 2...Medición de TENSION en puntos en BT 3...Medición de PERTURBACIONES en puntos en MAT, AT, MT 4...Medición de PERTURBACIONES en BARRAS BT de SED 5...Mediciones de FRECUENCIA 6...Mediciones de PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA 7...Mediciones de ALUMBRADO PÚBLICO
9 a 12	Zona	Código de Zona de Concesión.
13	Tipo de punto de medición	B ... seleccionado o básico A ...alternativo R ...reclamo F ...repetición de medición fallida O ...solicitado por Osinerg X...remediación
14	N° Medición	0 para primera medición 1, 2, 3,.....,8, 9, A, B, C,....., Z para sucesivas remediciones

Ejemplo: ESM01032 NAZCX5
 Donde:
 ESM: Electro Sur Medio
 01: año 2,001
 03: mes de marzo
 2: medición de TENSION en BT
 NAZC: Zona de Concesión Nazca
 X: remediación
 5: Quinta remediación.

ANEXO "T1"
CRONOGRAMA DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

TENSIÓN

NOMBRE EMPRESA: _____ MES: HMMMMMMM / AA _____ PAG. XXX

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : MAT, AT, MT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NÚMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CÓDIGO LÍNEA	CÓDIGO SET	TELF. USUA.	FECHA TENTATIVA DE INSTALACIÓN
<- 14 pos ->	<- 10 pos ->	<- 8 pos ->	< 1 >	<- 10 pos ->	< 5 >	20 pos	30 pos	< 7 pos >	< 7 pos >	< 9 pos >	DDMM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN MA, AT, MT: 9999											

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : BT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NÚMERO SUMINIST	OPC TAR	TP SER	TIP SUM	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CÓDIGO ALIM	CÓDIGO SED	TELF. USUA.	FECHA TENTATIVA DE INSTALACIÓN
<- 14 pos ->	<- 10 pos ->	<- 8 pos ->	< 1 >	<- 10 pos ->	< 5 >	<>	<>	20 pos	30 pos	< 7 pos >	< 7 pos >	< 9 >	DDMM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN BT: 9999													

PERTURBACIONES

NOMBRE EMPRESA: _____ MES: HMMMMMMM / AA _____ PAG. XXX

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS : MAT, AT, MT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	TENSIÓN ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	PAR MED	NÚMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZÓN SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CÓDIGO LÍNEA	CÓDIGO SET	TELF. USUA.	FECHA TENTATIVA DE INSTALACIÓN
<- 14 pos ->	<- 10 pos ->	<- 8 pos ->	< 1 >	< 2 >	<- 10 pos ->	< 5 >	20 pos	30 pos	< 7 pos >	< 7 pos >	< 9 pos >	DDMM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS MAT, AT, MT: 9999												

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT

NÚMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	TENSIÓN MT(VOLT)	TENSIÓN BT(VOLT)	TIPO PUNTO	PAR MED	SUBESTACION MT/BT (SED)		FECHA TENTATIVA DE INSTALACIÓN
						CÓDIGO	Dirección: localidad, distrito, provincia, depto.	
<- 14 pos ->	<- 10 pos ->	<- 8 pos ->	<- 8 pos ->	< 1 >	< 2 >	< 7 pos >	30 pos	DDMM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT: 999								

ANEXO N° 5
DISEÑO DE REGISTROS DE LOS CRONOGRAMAS DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO

TENSIÓN :

• Nombre del archivo: XXXAXXXX.MTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	
3	Fecha tentativa de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMONICAS

• Nombre del archivo: XXXAXXXX.MPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	ALF	Según el caso
3	Parámetro a medir: F; A; FA	2	ALF	F=flicker; A=armónicas; FA= flicker y armónicas
4	Fecha tentativa de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)

ANEXO N° 6
DISEÑO DE REGISTROS DE LOS REPORTES DE MEDICIONES EFECTUADAS
PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

TENSIÓN :

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.RTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Fecha de retiro del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Marca y modelo del equipo registrador	20	ALF	
6	Número del registrador	10	ALF	Número de serie del equipo registrador
7	Presencia de Flicker (PST>1)	02	ALF	Si o No
8	Presencia de Armónicas (THD>5%)	02	ALF	Si o No
9	Resultado de la medición	01	ALF	V: Válida F: Fallida
10	Observaciones de instalación / retiro	60	ALF	Hechos saltantes en la instalación o retiro del equipo registrador

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMONICAS

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.RPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	ALF	Según el caso
3	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Fecha de retiro del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Marca y modelo del equipo registrador	20	ALF	
6	Número del registrador	10	ALF	Número de serie del equipo registrador
7	Resultado de la medición	01	ALF	V: Válida F: Fallida
8	Observaciones de instalación / retiro	60	ALF	Hechos saltantes en la instalación o retiro del equipo registrador

ANEXO N° 7
DISEÑO DE REGISTROS DE LOS REPORTES DE MEDICIONES FUERA DE RANGO

TENSIÓN

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.FTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Cód. o número de suministro
3	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_1	3	N	Para V → 5% < ΔV ≤ 7.5%
4	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_2	3	N	Para V → 7.5% < ΔV ≤ 10%
5	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_3	3	N	Para V → 10% < ΔV ≤ 12.5%
6	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_4	3	N	Para V → 12.5% < ΔV ≤ 15%
7	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_5	3	N	Para V → 15% < ΔV ≤ 17.5%
8	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_6	3	N	Para V → ΔV > 17.5%
9	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_7	3	N	Para V → -7.5% ≤ ΔV < -5%
10	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_8	3	N	Para V → -10% ≤ ΔV < -7.5%
11	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_9	3	N	Para V → -12.5% ≤ ΔV < -10%
12	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_10	3	N	Para V → -15% ≤ ΔV < -12.5%
13	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_11	3	N	Para V → -17.5% ≤ ΔV < -15%
14	Cantidad de Intervalos dentro del Rango_12	3	N	Para V → ΔV < -17.5%

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMÓNICAS

- Nombre del archivo: XXXAxxxx.FPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente o Código de la Subestación de Distribución (SED)	10	ALF	Según sea el caso
3	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para DPF ≥ 1	4	N	Es decir cuando Pst ≥ 2
4	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para DPF < 1	4	N	Es decir cuando Pst < 2
5	ARMÓNICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando DPA ≥ 1	4	N	
6	ARMÓNICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando DPA < 1	4	N	

FRECUENCIA

• Nombre del archivo: XXXAxxxx.FFR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código del punto controlado asignado por el respectivo COES o por el respectivo Encargado de la Operación en tiempo real del sistema aislado.	10	ALF	
3	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_1	4	N	Rango_1 $\rightarrow 0.6 < \Delta f(\%) \leq 1.0$
4	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_2	4	N	Rango_2 $\rightarrow 1.0 < \Delta f(\%) \leq 1.4$
5	Cantidad de Intervalos con VARIACIONES SOSTENIDAS en Rango_3	4	N	Rango_3 $\rightarrow \Delta f(\%) > 1.4$
6	Número de VARIACIONES SUBITAS	5	N	En el mes
7	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS M_{VDF} (ciclos) en Rango_1 según corresponda :	2	N	SICN $\rightarrow 600 < M_{VDF} \leq 900$ SISUR $\rightarrow 900 < M_{VDF} \leq 1350$ AISLADO $\rightarrow 1200 < M_{VDF} \leq 1800$
8	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS M_{VDF} (ciclos) en Rango_2 según corresponda :	2	N	SICN $\rightarrow 900 < M_{VDF} \leq 1200$ SISUR $\rightarrow 1350 < M_{VDF} \leq 1800$ AISLADO $\rightarrow 1800 < M_{VDF} \leq 2400$
9	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS M_{VDF} (ciclos) en Rango_3 según corresponda :	2	N	SICN $\rightarrow 1200 < M_{VDF}$ SISUR $\rightarrow 1800 < M_{VDF}$ AISLADO $\rightarrow 2400 < M_{VDF}$

ANEXO N° 8
DISEÑO DE LOS REGISTROS DE REPORTE DE COMPENSACIONES

TENSIÓN

• Nombre del archivo: XXXAxxxx.CTE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Número del Suministro medido	10	ALF	Suministro medido fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente a compensar	10	ALF	Código o número del suministro del cliente a compensar.
4	Tipo de Energía: M=medida o E=evaluada	1	ALF	M; E (E según 7ª. Disposición Final-NTCSE)
5	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A1	10.3	N	Rango_A1 $\rightarrow 5.0 < \Delta Vp(\%) \leq 7.5$
6	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A2	10.3	N	Rango_A2 $\rightarrow 7.5 < \Delta Vp(\%) \leq 10.0$
7	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A3	10.3	N	Rango_A3 $\rightarrow 10.0 < \Delta Vp(\%) \leq 12.5$
8	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A4	10.3	N	Rango_A4 $\rightarrow 12.5 < \Delta Vp(\%) \leq 15.0$
9	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A5	10.3	N	Rango_A5 $\rightarrow 15.0 < \Delta Vp(\%) \leq 17.5$
10	Energía total medida o evaluada en kWh dentro del Rango Absoluto_A6	10.3	N	Rango_A6 $\rightarrow \Delta Vp(\%) > 17.5$
11	Monto de compensación al Cliente	8.2	N	en U.S. dólares.

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMÓNICAS

• Nombre del archivo: XXXAxxxx.CPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Número de Suministro medido o Código de Subestación de Distribución (SED) controlada	10	ALF	Número o código del punto medido fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente a compensar	10	ALF	Código o número de suministro del cliente a compensar.
4	Total energía entregada con FLICKER fuera de tolerancia cuando $DPF(f) \geq 1$	10.3	N	En kWh
5	Total energía entregada con FLICKER fuera de tolerancia cuando $DPF(f) < 1$	10.3	N	En kWh
6	Monto de compensación al Cliente por Flicker fuera de tolerancias	8.2	N	En U.S. dólares (por Flicker)
7	Total energía entregada con ARMÓNICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) \geq 1$	10.3	N	En kWh
8	Total energía entregada con ARMÓNICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) < 1$	10.3	N	En kWh
9	Monto de compensación al Cliente por Armónicas fuera de tolerancias.	8.2	N	En U.S. dólares (por Armónicas)

FRECUENCIA

• Nombre del Archivo: XXXAXXX.CFR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador respectivo	14	ALF	Correspondiente a la medición, según Anexo 4
2	Código del punto controlado asignado por el respectivo COES o por el respectivo Encargado de la Operación en tiempo real del sistema aislado.	10	ALF	Código del punto con mediciones fuera de tolerancias, que origina la compensación
3	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro del cliente a compensar
4	Total Energía suministrada en el Rango_1 (V.SOSTENIDAS)	10.3	N	Rango_1 → $0.6 < \Delta f(\%) \leq 1.0$ (en kWh)
5	Total Energía suministrada en el Rango_2 (V.SOSTENIDAS)	10.3	N	Rango_2 → $1.0 < \Delta f(\%) \leq 1.4$ (en kWh)
6	Total Energía suministrada en el Rango_3 (V.SOSTENIDAS)	10.3	N	Rango_3 → $ \Delta f(\%) > 1.4$, (en kWh)
7	Monto_1 : Compensación al Cliente por Variac. Sostenidas	8.2	N	en U.S dólares (por Variaciones sostenidas)
8	Potencia máxima mensual (para V. SUBITAS)	10.3	N	en kW
9	Monto_2 : Compensación al Cliente por Variaciones Súbitas	8.2	N	en U.S dólares (por Variaciones súbitas)
10	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_1 [para V.DIARIAS M _{vdf} (ciclos)], según sistema.	10.3	N	SICN → $600 < M_{vdf} \leq 900$ SISUR → $900 < M_{vdf} \leq 1350$ AISLADO → $1200 < M_{vdf} \leq 1800$
11	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_2 [para V.DIARIAS M _{vdf} (ciclos)], según sistema.	10.3	N	SICN → $900 < M_{vdf} \leq 1200$ SISUR → $1350 < M_{vdf} \leq 1800$ AISLADO → $1800 < M_{vdf} \leq 2400$
12	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_3 [para V.DIARIAS M _{vdf} (ciclos)], según sistema.	10.3	N	SICN → $1200 < M_{vdf}$ SISUR → $1800 < M_{vdf}$ AISLADO → $2400 < M_{vdf}$
13	Monto_3 : Compensación al Cliente por Variac. Diarias	8.2	N	en U.S dólares (por Variaciones diarias)
14	Monto total de compensación al Cliente por mala calidad de Frecuencia (Monto_1 + Monto_2+ Monto_3)	10.2	N	en U.S. dólares.

ANEXO N° 9

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE INTERRUPCIONES

Reporte de Interrupciones registradas automáticamente en puntos de suministro a Clientes: MAT, AT, MT

Nombre del archivo: xxxAxxSx.RI1

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Código o número asignado a la interrupción
3	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código del suministro
4	Nivel de tensión	3	ALF	MAT, AT o MT
5	Fecha de inicio de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
6	Hora de inicio de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
7	Código del tipo de interrupción	1	ALF	P → programado ; N → No programado
8	Código de causa de interrupción	1	ALF	Ver tabla de Códigos de causa de interrupción
9	Fecha de término de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
10	Hora de término de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss

Reporte de Interrupciones en Alimentadores o Secciones de Alimentadores, que atienden directamente a clientes en MT o BT

Nombre del archivo: xxxAxxSx.RI2

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código de la Empresa Suministradora	3	ALF	Según ANEXO 3
2	Código de Interrupción	10	ALF	Código o número asignado a la interrupción
3	Código de Subestación SET o SED	07	ALF	
4	Código de la Sección de Línea o Alimentador MT o BT afectado.	07	ALF	
5	Número de suministro MT o BT	10	ALF	Número de suministro del cliente MT o BT mediante el cual se efectuó la detección.
6	Nivel de tensión	2	ALF	MT o BT
7	Modalidad de detección	1	ALF	1: Llamada telefónica 2: Revisión de registros de Calidad del Producto 3: Análisis de otro registro (del cliente o suministrador) T: Más de una modalidad
8	Fecha de inicio de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
9	Hora de inicio de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss
10	Código de tipo de interrupción	1	ALF	P → programado ; N → NO programado
11	Código de causa de interrupción	1	ALF	Ver tabla de Códigos de causa de interrupción
12	Fecha de término de la interrupción	8	ALF	Formato : ddmmaaaa
13	Hora de término de la interrupción	6	ALF	Formato : hhmmss

CENTROS DE ATENCIÓN TELEFÓNICA / FAX PARA RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO

NÚMEROS TELEFÓNICOS / FAX, DE CADA CENTRO DE ATENCIÓN (número_telefono1; número_telefono2;; número_telefono_n)	NÚMERO DE LLAMADAS	TIEMPO MEDIO DE ATENCIÓN (en horas)

LIBROS DE OBSERVACIONES

No.	CENTRO DE ATENCIÓN COMERCIAL	DIRECCIÓN	No. Observ/Crítica/Recd **
1	(nombre de cada centro o sucursal)		
N			

** Número de Observaciones, críticas y/o reclamos anotados por los Clientes.

PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

No. MES	MES	NÚMERO DE MEDICIONES	NÚMERO DE MEDICIONES QUE NO SUPERAN LÍMITES	NÚMERO DE MEDICIONES QUE SUPERAN LÍMITES	PORCENTAJE DE MEDICIONES QUE SUPERAN LÍMITES
1					
2					
3					
4					
5					
6					
TOTALES:					

ANEXO N° 13

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE SOLICITUDES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON LOS PLAZOS MÁXIMOS DE ATENCIÓN POR: - INSTALACIÓN DE NUEVOS SUMINISTROS O AMPLIACIÓN DE POTENCIA CONTRATADA

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCN

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Nombre del solicitante	35	ALF	
3	Dirección del predio	50	ALF	
4	Fecha de recepción de la solicitud (FECHA1)	8	ALF	DDMMAAAA
5	Tipo de solicitud: NUEVO Suministro (N) o AMPLIACIÓN de la Potencia Contratada (A)	1	ALF	N o A
6	Código de la solicitud, asignado por la distribuidora	10	ALF	
7	Calificación de la solicitud: Sin modificación de redes (S), Con Modificación (C) o con Expansión sustancial (E)	1	ALF	Según 7.1.3 a) de la NTCSE.
8	Potencia: nuevos suministros o ampliación ≤ 50 KW (1) Para > 50 KW (2)	1	ALF	1 ó 2
9	Fecha de notificación al Cliente de los requisitos para la instalación o ampliación (FECHA2)	8	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de cumplimiento de requisitos por el interesado (FECHA3)	8	ALF	DDMMAAAA
11	Fecha de puesta en servicio (FECHA4)	8	ALF	DDMMAAAA
12	Número de días de exceso sobre el plazo máximo (NDE): NDE = (FECHA2 - FECHA1 - Plazo máximo elaboración Ppto.) + (FECHA4 - FECHA3 - Plazo máximo de Ejecución) (considerar valor de NDE sólo si es mayor a cero.)	4	N	NDE= Nº de días de exceso transcurridos. Plazos: ver numeral 4.3.1.1. de la Base Metodológica.
13	Observaciones (obligatorio):	100	ALF	Indicar motivos del retraso

ANEXO N° 14

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE RECONEXIONES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de Identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Código del suministro	10	ALF	
3	Código del pedido de reconexión, asignado por la suministradora	10	ALF	
4	Fecha que Cliente cumple requisitos para reconexión	8	ALF	DDMMAAAA
5	Hora que Cliente cumple requisitos para reconexión	4	ALF	HHMM
6	Fecha DE RECONEXIÓN del servicio al Cliente	8	ALF	DDMMAAAA
7	Hora de RECONEXIÓN del servicio al Cliente	4	ALF	HHMM
8	Número de horas en que se EXCEDIO la tolerancia	5	N	
9	Observaciones (obligatorio):	100	ALF	Indicar motivos del retraso

ANEXO N° 15

**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE SOLICITUDES ATENDIDAS, QUE EXCEDIERON LOS PLAZOS MÁXIMOS DE ATENCIÓN POR:
CAMBIO DE OPCIONES TARIFARIAS**

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCC

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Número del suministro	10	ALF	
3	Fecha del anterior cambio de opción tarifaria	8	ALF	DDMMAAAA
4	Fecha que Cliente SOLICITA cambio de opción tarifaria (Fecha1)	8	ALF	DDMMAAAA
5	Código asignado a la solicitud de cambio	10	ALF	
6	Código de la opción tarifa anterior	5	ALF	
7	Código de la opción tarifa que solicita	5	ALF	
8	Si cambio REQUIERE otro equipo de medición, fecha de notificación al Cliente con requisitos para atender su solicitud (Fecha2)	9	ALF	DDMMAAAA
9	Si cambio REQUIERE de otro equipo de medición, FECHA que Cliente cumple las condiciones a que está obligado (Fecha3)	8	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de entrada en vigencia de opción la nueva opción tarifaria solicitada (Fecha4)	8	ALF	DDMMAAAA
11	Número de días en que se EXCEDIO el plazo máximo (NDE) -NO requiere otro equipo...NDE= Fecha4 - Fecha1 - Tolerancia1 -Si requiere otro equipo...NDE= (Fecha2 - Fecha1 - Tolerancia2) + (Fecha4 - Fecha3 - Tolerancia3)	4	N.	NDE= No. días de exceso. Tolerancia1 = 20 días Tolerancia2 = 7 días Tolerancia3 = 7 días
12	Observaciones (obligatorio):	100	ALF	Indicar motivos del retraso

ANEXO N° 16

**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL DE RECLAMOS CON RESPUESTA, QUE EXCEDIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN POR:
ERROR DE MEDICIÓN / FACTURACIÓN Y OTROS**

Nombre del archivo: xxxAxxSx.SCX

CAMPO	DESCRIPCIÓN	Long.	Tipo	Observaciones
1	Código de identificación de la Empresa	3	ALF	Ver ANEXO No. 3
2	Número del suministro	10	ALF	
3	Fecha del RECLAMO	8	ALF	DDMMAAAA
4	Forma de presentación del reclamo: personalmente(P), escrito(E), por teléfono (T), fax (F), otros(O)	1	ALF	
5	Código del RECLAMO asignado por la distribuidora	10	ALF	Nº asignado al reclamo
6	Tipo de reclamo: E = error de medición/facturación; O = otros	1	ALF	E o O
7	Descripción resumida del PETITORIO	100	ALF	
8	Fecha de RESOLUCIÓN o RESPUESTA de la Distribuidora al cliente	8	ALF	DDMMAAAA
9	Número de resolución o de documento de respuesta	10	ALF	
10	Observaciones (obligatorio):	100	ALF	Indicar motivos del retraso

FORMATO PARA INSPECCIÓN DE MEDIDORES GRÁFICO N° 2

EMPRESA:

1 Datos del cliente

Nombre :	Número de suministro :
Dirección :	Tipo de suministro : <input type="checkbox"/> MO <input type="checkbox"/> TR
Fecha en que se notificó al cliente : dd/mm/aaaa	Teléfono :

2 Fecha de realización de las pruebas

Fecha y hora de inicio : dd/mm/aaaa	hh:mm	Fecha y hora de fin : dd/mm/aaaa	hh:mm
-------------------------------------	-------	----------------------------------	-------

3 Datos del medidor a contrastar

Número del medidor :	Tensión de trabajo :
Marca y modelo :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Contante del medidor (rev/kWh) :	Clase de precisión :
Año de fabricación :	In medidor :

4 Datos del medidor patrón

Número del medidor :	Tensión de trabajo :
Marca y modelo :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Contante del medidor (rev/kWh) :	Clase de precisión :

5 Resultados de la contrastación del medidor

5.1 Estado actual del medidor		
Precintos alterados :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Precintos rotos :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Tapa de medidor roto :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Tapa de medidor opaca :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Luna visor rota :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Luna visor opaca :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Caja sin tapa :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Conexión directa :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Tapa de la caja en mal estado :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	<input type="checkbox"/> NO
Apreciación de conexiones :	<input type="checkbox"/> Buena <input type="checkbox"/> Mala <input type="checkbox"/> Regular	
Estado del medidor (Lectura del medidor) :	9,999,999,999.99	
Parámetros a controlar :	<input type="checkbox"/> Energía Activa <input type="checkbox"/> Energía activa y reactiva	

5.2 Resultado de la contrastación

Verificación del período de integración (en caso de medidores electrónicos) : 9,999.999
 Verificación de la constante del medidor - rev/Kwh (Mediante el ensayo de la constante del medidor): 9,999.999
 Verificación de la relación de transformación de los transductores : (en equipos con medición indirecta) : 9,999.999
 Desviación del dispositivo horario en minutos (en equipos con conmutación horaria) : 99.9
 Verificación del aislamiento en Megohms : 9,999.999
 Verificación de la tensión de alimentación : 9,999.99

Pruebas de precisión de medida (% de error) :

Condición	N° Ensayos			Promedio %
	1 ^{er}	2 ^o	3 ^{er}	
5% In				
100% In				
I máx				

Prueba en vacío (0,001 In) : Aprueba Desaprueba
 Aprobó la inspección : SI NO

6 OBSERVACIONES:

Firma representante
Concesionaria

Firma representante
contrastadora

Firma del usuario

Firma representante
Osinerg (Opcional)

ANEXO N° "T2"
CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES DE LA PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

NOMBRE DE LA EMPRESA:
PAG.XXX

MMMMMMMMMM/AAAA

NUMERO IDENTIFICADO	NOMB. ZONA DE CONCESIÓN	NUMERO DE SUMINIS.	OPC. TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE o RAZON SOCIAL/ USUARIO	DIRECCION DEL SUMINISTRO LOCALIDAD, DISTRITO, PROVINCIA, DPTO.	TELEF. USUA	PROGRAM. FECHA	TENTATIVO HORA
XXX...XXX	XX...XX	XX...XX	XXXX	XX	XX	XXX...XXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXX	XX...XX	dd/mm/aa HH:MM

<-14 pos -> <- 10 pos -> <10 pos > <-5> <-2> <-2> <- 20 pos -> <- 60 pos -> <8pos > < 8 pos -> < 5pos >

TOTAL INSPECCIONES DE PRECISIÓN DE MEDIDA DE ENERGÍA999

ANEXO N° 17
CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES PARA EL CONTROL DE LA PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

Nombre del archivo: XXXAxxxx.MPR

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo Np. 4
2	Número de suministro	10	ALF	
3	Fecha tentativa de la inspección	08	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Hora tentativa de la inspección	04	ALF	Hhmm(hora y minuto)

ANEXO N° 18
DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE SEMESTRAL, DE LAS INSPECCIONES EFECTUADAS PARA EL CONTROL DE LA PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

Nombre del archivo: xxxAxxSx.RPM

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Fecha de notificación al cliente, de la inspección de precisión	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
4	Fecha de la Inspección	8	ALF	Ddmmaaaa (día,mes y año)
5	Tipo de suministro : MO = monofásico ; TR= trifásico	2	ALF	MO o TR
6	Parámetro Controlado en la Inspección de Precisión	2	ALF	Energía Activa: A, Energía Activa y Reactiva: AR
7	CONSTANTE DEL MEDIDOR	10	ALF	Constante del medidor del Cliente
8	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR	20	ALF	Medidor del Cliente
9	NUMERO DEL MEDIDOR	10	ALF	Número del medidor del Cliente
10	Verificación de Constante del medidor	4.3	N	
11	Verificación relación de transformación de Transductores	4.3	N	En equipos con medición indirecta
12	Desviación del dispositivo horario en minutos	2.1	N	En equipos con conmutación horaria
13	Verificación Tensión de alimentación del medidor	4.2	N	Se indica el menor valor
14	Verificación Aislamiento (obligatorio) en megohms	4.3	N	Se indica el menor valor
15	Apreciación Conexiones	1	ALF	B= Buena, M= Mala ; R= Regular
16	Estado del medidor	10.2	N	Lectura del medidor en inicio de prueba
17	CONSTANTE DEL MEDIDOR PATRÓN	10	ALF	
18	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR PATRÓN	20	ALF	
19	NUMERO DEL MEDIDOR PATRÓN	10	ALF	
20	Prueba en Vacío, con 0.001 Corriente nominal Med.suministro	1	ALF	S= si aprueba ; N= no aprueba
21	% de Error al 5% del Medidor del suministro	3.2	N	
22	% de Error al 100% del Medidor del suministro	3.2	N	
23	% de Error a Imáx del Medidor del suministro	3.2	N	
24	Aprobó inspección S= si ; N= no	1	ALF	S o N
25	Nombre de la empresa contrastadora	30	ALF	Que participó en la Inspección.

ANEXO N° T3
PROGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

NOMBRE EMPRESA:

MES: MM / AAAA

PAG. XXX

NUMERO IDENTIFIC.	NOMB. ZONA CONCESIÓN	CODIG O VÍA	TIPO VÍA	TIPO ALU	DEN. VÍA	NOMBRE DE LA VÍA	N° CANALES	SUMINIST PRÓXIMO	LOCALIDAD, DISTR. PROVINCIA, DPTO.	LONGITUD A CUBRIRSE (KM)	FECHA. PROGRAM.	HORA PROGRAM.
XXX.....XXX <- 14 pos >	XX...XX <- 10 pos >	XX...XX <10pos>	XX -2-	X.X -3-	X.X -5>	X.X	X -1-	XX...XX < 10 pos >	XXX.....XXX <- 60 pos >	XX.....XX <- 7pos >	dd/mm/aa < 8 pos >	HH:MM < 5pos >

LONGITUD TOTAL DE MEDICIONES PROGRAMADAS: 9999

ANEXO N° AP1
DISEÑO DE REGISTRO DEL PROGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxxx.MAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Código del suministro más próximo al primer punto luminoso a medirse	10	ALF	Para facilitar ubicación del tramo
4	Número de puntos luminosos a medirse en la vía	4.0	N	En el mes
5	Longitud a cubrirse con las mediciones (Km)	3.3	N	En el mes
6	Fecha programada para inicio de medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
7	Hora programada para inicio de medición	4	ALF	Formato: hhmm

ANEXO N° AP2
DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE SEMESTRAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxSx.RAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Número del canal de circulación	1	N	Canal: 1, 2, 3, N
4	Código del punto luminoso (inicio del tramo a medirse)	10	ALF	Asignado por el Suministrador
5	Código del suministro más próximo	10	ALF	Para facilitar ubicación del tramo
6	Tipo de alumbrado (ver tabla de códigos de tipo alumbrado)	3	ALF	al final del Anexo N° 1
7	Tipo de calzada: C= clara ; O= oscura	1	ALF	C = clara ; O= oscura
8	Longitud del tramo medido(mts.)	3.2	N	
9	Iluminación media en la calzada (lux)	3.2	N	
10	Uniformidad media de Iluminancia	1.2	N	
11	Índice de Control de Deslumbramiento (g)	2.2	N	
12	Iluminación media en la vereda	1.2	N	
13	Luminancia media con revestimiento seco (cd/m²)	2.2	N	
14	Uniformidad general	1.2	N	
15	Uniformidad longitudinal	1.2	N	
16	Uniformidad transversal	1.2	N	
17	Uniformidad media	1.2	N	
18	Fecha de la medición	8	ALF	Formato: ddmmaaaa
19	Hora de la medición	4	ALF	Formato: hhmm
20	Tramo cumple con los niveles FOTOMETRICOS MÍNIMOS: S= si ; N= no	1	ALF	Para la calzada y para la vereda
21	Observaciones	50	ALF	

ANEXO N° AP3
DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE SEMESTRAL DE LA LONGITUD DE LAS VÍAS CON ALUMBRADO PÚBLICO DEFICIENTE

• Nombre del archivo: xxxAxxSx.FAP (un solo registro por cada zona de concesión)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Código de zona de concesión o área de suministro.	4	ALF	
3	Año de la medición	4	ALF	formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la medición	2	ALF	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Longitud Total medida en el semestre(L) en cada zona de concesión	7.3	N	en Kms.
6	Longitud de Vías con Alumbrado Público Deficiente ℓ	7.3	N	en Kms.
7	Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente $\ell(\%)$.	3.3	N	$\ell(\%) = (\ell / L) * 100$

**ANEXO N° AP4
TABLA SEMESTRAL DE COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD
DEL ALUMBRADO PÚBLICO**

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo No. 3
2	Código de zona de concesión o área de suministro.	4	ALF	
3	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número del suministro
6	Tipo de tensión (muy alta, alta, media y baja tensión)	3	ALF	MAT; AT; MT; BT
7	Tipo de servicio (Urbano, Rural, Urbano-Rural)	2	ALF	U; R; UR (R y UR sólo en baja tensión)
8	Monto pagado por el Cliente por ALUMBRADO PÚBLICO en el semestre.	8.2	N	Monto en soles
9	Energía o equivalente en energía en kWh que el cliente paga en promedio por concepto de Alumbrado Público (EAP)	8.3	N	En kWh.
10	Monto de compensación al Cliente por el semestre	8.2	N	En U.S. dólares

CRITERIOS ADICIONALES A TOMARSE EN CUENTA PARA EL DISEÑO DE ARCHIVOS, TABLAS Y REPORTES IMPRESOS

ARCHIVOS Y TABLAS INFORMÁTICAS :

- Los valores numéricos se alinearán siempre a la derecha del campo, con tantos decimales como indique el formato respectivo (usar ceros a la derecha si es necesario). No usar punto decimal. Ej.
- Si el formato es de 10.3 numérico, el ancho del campo es de 13 posiciones (10 enteros + 3 decimales) los siguientes valores: 80 ; 432.5 ; 1930.05 ; 243845.324, deberán registrarse como se muestra:

											8	0
											4	3
											1	9
											2	4
											3	8
											4	5
											3	2
											4	4

- Los campos tipo Alfanuméricos se alinearán a la izquierda. Ej.
Si el formato del campo es de 2 caracteres y las letras que definen el parámetro de la medición son : F → flicker ; A → armónicas y FA → flicker y armónicas
El campo deberá llenarse de una de las tres maneras siguientes :

F	- si la medición es de sólo flicker
A	- si la medición es de sólo armónicas
F A	- si la medición es de flicker y armónicas

REPORTES IMPRESOS :

En el diseño de los campos alfanuméricos sólo se ha considerado las primeras 10, 20, etc. posiciones, truncando el resto debido al tamaño de la hoja de impresión. Se deja a criterio la modificación del ancho de estos campos, a fin que se logre la claridad, facilidad de comprensión y presentación del reporte.

SIGNIFICADO DE ABREVIATURAS USADAS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
MAT	Muy alta tensión
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
CODIGO SET	Código de Subestación de MAT/AT, MAT/MT, AT/MT, MAT/AT/MT, etc.
CODIGO SED	Código de Subestación MT/BT
TIPO PUNTO	Tipo de punto de medición. Ver Anexo N°4
PAR. MED.	Parametro medido → F = flicker ; A = armónicas ; FA = flicker y armónicas
OPC. TAR.	Opción Tarifaria aplicada al suministro
TIP. SER.	Tipo de Servicio → U = urbano , R = rural , UR = urbano-rural
TIP. SUM.	Tipo de suministro → MO = monofásico ; TR = trifásico
DEN. VIA	DENOMINACIÓN DE LA VIA: JR= jirón, AV=avenida, VE= vía expresa, AU=autopista, CA=calle, CR=carretera, PS=pasaje, OV=ovalado, MA=malecón, PQ=parque, PL=plaza, AL=alameda
TIPO VIA	Código del Tipo de vía según tabla de Anexo N°1 (RE, SR, EX, AR, CO, LR, LC, LU, PP)
SUMINIST PRÓXIMO	Código del suministro más próximo al primer punto luminoso a medirse.
TIPO ALU	Código del Tipo de alumbrado según tabla de Anexo N° 1 (I, II, III, IV, V)