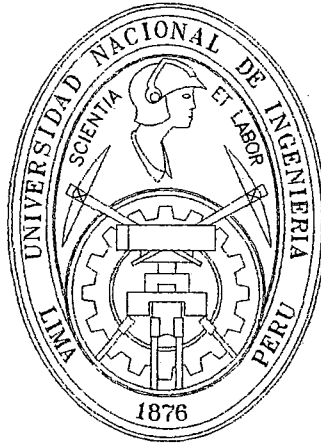


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DE LA NORMA
TÉCNICA DE CALIDAD EN LO REFERENTE A
TENSIÓN EN LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN
ELECTRICA DE LIMA”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

LUIS ELIAS PEDROSA TIPACTI

PROMOCION 1998-I

LIMA-PERU

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

2004

ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD EN LO REFERENTE A TENSION EN LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA

INDICE

Objetivo

Alcance

1. Introducción

2. Análisis de la Norma Técnica Actual.

2.1 Normas consideradas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.2 Viabilidad de su aplicación por nivel de tensión

Baja Tensión

2.3 Resultados de su aplicación por nivel de tensión.

Baja Tensión

Media Tensión

2.4 Inconvenientes para efectuar mediciones de la NTCSE

Inconvenientes por manifestaciones públicas

Causas de Fuerza Mayor

Mediciones Alternativas de Suministros Desmantelados

Zonas inseguras y/o peligrosas

Mediciones Alternativas en Clientes de Media Tensión

Validación de Mediciones Alternativas

2.5 Comparación con otras normas de calidad usadas actualmente en el mundo

Norma Argentina

Norma Brasileña

3. Métodos de mediciones de tensión en campo

3.1 Alcance

3.2 Métodos Seguidos

Baja tensión

- a. Medición Instantánea de Tensión en Suministros (pinzado de colas)
- b. Medición de Tensión Instantánea en horario de madrugada
- c. Registro del Diagrama de Tensión en la Subestación.

Media tensión

3.3 Evaluación de la Tensión

3.4 Factores que afectan las mediciones de tensión

Por tipo de cliente

Por tipo de equipo

4. Programa de Medición de la Tensión

4.1 Descripción del Programa de Medición y su finalidad

4.2 Cronograma de Mediciones

4.3 Equipamiento para las mediciones de tensión

4.4 Reporte de los resultados de Tensión

5. Análisis de los Resultados y Soluciones para la mejora del nivel de Tensión.

5.1 Estudio de las desviaciones de tensión según la NTCSE

5.2 Acciones preventivas para mejorar los niveles de Tensión

5.3 Acciones correctivas para mejorar los niveles de Tensión

Regulación de TAP

Balance de Cargas

Refuerzo de Redes

Instalación de Regulador de Tensión

6. Cálculo de las Compensaciones por Deficiencias en los Niveles de Tensión

Compensación Calidad de Producto

6.1 Criterios considerados

6.2 Cálculo del monto total a compensar al suministro donde se efectuó la medición

6.3 Cálculo de compensación a los suministros conectados a la misma llave del suministro del cliente medido

6.4 Cálculo de las compensaciones durante los meses donde no se levantó la mala calidad

7. Costos involucrados en la mejora del perfil de tensión

7.1 Inversión por mejoras de tensión con refuerzo o reforma de redes.

7.2 Inversión por mejoras de tensión sin refuerzo de redes

Movimiento de TAP

Regulador de tensión BT

7.3 Gasto por acciones Preventivas

Con refuerzo de redes

Sin refuerzo de redes

7.4 Costo de Equipos de Medición de Tensión

Monofásicos

Trifásicos

7.5 Inversión en software para procesamiento y análisis de las mediciones de campo

Software de gestión

Software de registradores

Aplicaciones

7.6 Gasto por las mediciones de Tensión en campo

7.7 Ahorro con acciones preventivas

8. Observaciones y Sugerencias

9. Conclusiones

Bibliografía

Anexos

Anexo 1

- Copia de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)
- Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad para los Servicios Eléctricos.

Anexo 2

- Norma Brasileña
- Norma Argentina

Anexo 3

- Reporte de "Pinzado de Colas" en campo
- Diagrama de Tensión en una Subestación de Distribución
- Catálogo de Equipos Registradores de Tensión

Anexo 4

- Cronograma de Mediciones por NTCSE de Diciembre del 2002

- Manual del Módulo de Tensión
- Copia del Informe remitido al ente regulador (OSINERG) de Diciembre del 2002

Anexo 5

- Última modificación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- Mediciones de Tensión realizadas durante las campañas de medición.
- Manual del Regulador de Tensión en la Red Primaria.

Anexo 6

- Medición y Topología del suministro 513330 y 197450
- Reporte de cálculo de penalizaciones utilizando el Módulo de Tensión del suministro 719050

ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DE LA NORMA TECNICA DE CALIDAD EN LO REFERENTE A TENSION EN LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA DE LIMA

OBJETIVO

El estudio de los efectos y alcances de la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en lo referente a tensión en las Empresas Distribuidoras del sector eléctrico.

ALCANCE

El estudio considera la evaluación en campo de los niveles de tensión considerados en la NTCSE, para lo que se tomará como fuente de información las mediciones realizadas en una Empresa de distribución eléctrica de Lima, se establecerán parámetros para la mejora del perfil de tensión según lo estipulado en la NTCSE y el Código Nacional de Electricidad y se calculará las compensaciones económicas que tendrá que abonar el concesionario a los clientes afectados por un deficiente nivel de tensión, así mismo se darán algunas sugerencias para el mejor desarrollo de la NTCSE.

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

La situación actual referente al nivel de tensión en la que se encuentra la Empresa Distribuidora objeto del estudio, en la cual vengo laborando desde hace cuatro años se puede decir que todavía no ha alcanzado el objetivo. En el cuadro adjunto se muestra un resumen de dicha situación en el año 2002, donde se obtuvo un 19% de mediciones que no cumplen lo especificado en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica y

representa la evolución de la cantidad de mediciones penalizables del cronograma de mediciones básicas.

Año	1er Semestre	2 do. Semestre
2000	488	495
2001	526	492
2002	446	380

Con las mediciones efectuadas por exigencia de la Norma así como las que se realizan como premediciones se está intentando disminuir esta cifra paulatinamente con la ejecución de proyectos de inversión; en el desarrollo del temario podremos ver que métodos son los que se encuentra utilizando la Empresa de Distribución con el fin de adecuar sus instalaciones a lo estipulado en la Norma, la cifra dada anteriormente corresponde tanto a las mediciones realizadas en las redes de baja y media tensión, solamente un sector de la Empresa es el que concentra mediciones deficientes de tensión en los niveles de media tensión lo que representa menos del 2% del total de clientes en ese nivel que atiende la Concesionaria y los cuales se tiene previsto su mejora para fines del año 2003.

Con el desarrollo del tema intentaré dar una visión de cómo se viene ejecutando lo estipulado en la Norma Técnica en la Distribuidora, los inconvenientes que surgen para su aplicación y las recomendaciones para futuras modificaciones de la misma si es que fuese necesario.

En el Anexo I se adjunta copia de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y de la Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica.

CAPITULO II

2. ANÁLISIS DE LA NORMA TÉCNICA ACTUAL

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos fue publicada el 11 de octubre de 1997 mediante Decreto Supremo N° 020 – 97 –EM por el Presidente de la República Alberto Fujimori Fujimori siendo Presidente del Consejo de Ministros y Ministro de Energía y Minas el Ingeniero Alberto Pandolfi Arbulu.

La referida Norma tiene como objetivo asegurar un nivel óptimo del servicio eléctrico por parte de las Empresas Eléctricas, garantizando a todos los usuarios un servicio eléctrico continuo, adecuado y confiable.

La Norma Técnica de Calidad tiene su base legal en:

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

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

Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME.

Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME

Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE

2.1 Normas consideradas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

La primera Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Peruana esta basada principalmente en la Norma Técnica Argentina y en el Código Eléctrico Nacional.

La copia de la Norma Argentina puede verse en el anexo 2, al igual que la Norma Brasileña, la comparación con la Norma Técnica Peruana se detalla en el ítem 2.5.

2.2 Viabilidad de su aplicación por nivel de tensión.

La Norma Técnica viene aplicándose actualmente en las Empresas Distribuidoras con la mejor predisposición, ya que dichas Empresas han invertido fuertes sumas de dinero para la adecuación de sus instalaciones a la misma.

Estas acciones tomadas por las Empresas Distribuidoras para hacer viable la aplicación de la Norma y evitar el pago de compensaciones futuras y/o eliminar las actuales se puede ver en el capítulo VII.

El análisis se ha efectuado en el sector típico 1 (Lima – Norte chico), debido a que el sector típico dos (Huaral – Chancay) no tiene compensaciones significativas con relación al sector uno. En Diciembre 2002 en la zona Huaral – Chancay se tuvo solo 27 suministros con deficiencias en el nivel de tensión, con una compensación de US \$ 129.85 (Edelnor ese mes compensó US \$ 22 494.49).

El análisis para la solución del sector típico 2 esta planificado para el segundo semestre del año 2004.

Baja Tensión

Es el sector de gran cantidad de clientes que las Distribuidoras atienden, por la antigüedad de las redes y la creciente demanda, es el nivel en el que se tiene los mayores inconvenientes para la aplicación de la NTCSE.

En la Empresa donde laboro, actualmente no se cuenta con un programa de mantenimiento de Subestaciones en el lado de baja tensión, por lo que no se lleva

un control de la sobrecarga de las llaves de baja tensión de dichas Subestaciones, así como no se da un mantenimiento predictivo para las coordinaciones en el sistema de protección de dichas llaves, el único trabajo que se viene ejecutando es de reparación de cables con aislamiento deteriorado para disminuir las pérdidas de energía.

Para el año 2003 se está preparando un Plan Piloto de Mantenimiento Predictivo del lado secundario de las Subestaciones con el fin de disminuir las pérdidas y brindar un buen servicio, para este Plan se estará tomando como referencia las Subestaciones que concentren mayor cantidad de reclamos y las Subestaciones con más tiempo de servicio.

Las Subestaciones que presentan problemas de bajo voltaje generalmente son las que tienen llaves con cables de poco calibre o que se han visto afectadas por la instalación de nuevos suministros, hay otras donde no se puede mejorar el perfil de tensión si es que no se realiza un cambio de Transformador por uno de mayor capacidad.

La problemática aunque resulte paradójica se da muchas veces en la propia organización de la Empresa que por ser de envergadura tiene personal que maneja cierta información la cual muchas veces no es compartida con las otras áreas como por ejemplo el ingreso de nuevos clientes que asumen las Distribuidoras, las solicitudes de dichos clientes por ampliación de potencia contratada y de nuevos trabajos de reformas de red, todo este control es importante ya que con eso se verifica si hay mediciones anteriores en dichos circuitos los cuales se han visto favorecidos o desfavorecidos con los nuevos trabajos.

A Diciembre del 2002 se tenía 1980 mediciones de mala calidad (mediciones penalizables), con un monto de compensación asociado de US \$ 22 494 5

2.3 Resultados de su aplicación por nivel de tensión

Los resultados de la aplicación de la NTCSE son muy favorables para todos los usuarios del servicio eléctrico, principalmente para las pequeñas y grandes Empresas las cuales pueden contar con un servicio adecuado y de calidad el cual garantiza el correcto funcionamiento de sus equipos, debido a que antes de la publicación de la NTCSE las Distribuidoras no llevaban un control minucioso de los usuarios con deficiente nivel de tensión.

Los resultados obtenidos los dividiremos en dos partes, la primera en el nivel de Baja Tensión (BT) y la segunda en el nivel de Media Tensión (MT).

Baja Tensión

Los niveles de tensión en este nivel esta comprendido en un nivel de tolerancia que va desde 209 voltios a 231 voltios, el cual ha sido conseguido con las inversiones que ha efectuado la Empresa Distribuidora en la mayoría de las Subestaciones y redes que posee.

A Diciembre del 2002 se encuentran compensando por presentar deficientes niveles de tensión 1197 Subestaciones de la Empresa Distribuidora en la cual vengo laborando.

Con los proyectos de inversión aprobados para el año 2003 y los que se encuentran planificados para el año 2004 se tiene previsto disminuir en el mejor de los casos esta cantidad, esto se debe a que por el mismo sistema aleatorio de la selección de la muestra de clientes que impide una vez medido un cliente que presenta deficiencias en el nivel de tensión vuelva a salir otro cliente perteneciente a la misma llave de la Subestación de dicho cliente.

En el siguiente cuadro podremos ver la cantidad de Subestaciones que se encuentran compensando por deficiente nivel de tensión.

Subestaciones de Distribución

SUCURSAL	TOTAL	PENALIZAN	%
COLONIAL	1970	524	26.60%
PRECURSORES	1709	316	18.49%
PANAMERICANA	3019	268	9.04%
NORTE	1032	85	8.88%
TOTAL	7730	1193	15.43%

A las mediciones que resulten penalizables en baja tensión (con deficiencias en el nivel de tensión) se está planteando diversas alternativas de solución con el fin de obtener una mayor rentabilidad para la Empresa.

Dichas acciones están contenidas en el capítulo 5 con más detalle.

Media Tensión

Las mediciones en media tensión están enmarcadas entre los 9500 voltios a 10500 voltios por lo general (también se tiene otro nivel de tensión primaria como 2300 V).

La Distribuidora tiene regulación automática en las salidas de los centros de transformación (SET) a 10200 voltios motivo por el cual los únicos problemas que se han encontrado en las mediciones realizadas a Diciembre del 2002 son mediciones por debajo de los 9500 voltios.

A Diciembre del 2002 tenemos 14 clientes que reciben compensación de un total de 828 lo que representa el 1.69% del total de clientes de la Empresa Distribuidora con deficientes niveles de tensión.

Con los Proyectos de Inversión aprobados para el año 2001 y los que se encuentran planificados para el año 2003 se tiene previsto disminuir en el mejor de los casos todos los casos ya que se tratan de clientes considerados muy importantes para la Distribuidora por ser Empresas medianas o grandes que generan empleo a otras personas y las cuales en su mayoría por ser de producción y tener equipos costosos deben tener un nivel de tensión acorde con lo especificado en la NTCSE, la cual les garantiza un servicio continuo y estable.

En el siguiente cuadro se ve este detalle.

Cantidad de Clientes en Media Tensión

SUCURSAL	TOTAL	PENALIZAN	%
COLONIAL	192	13	6.7%
PRECURSORES	300	1	0.3%
PANAMERICANA	180	0	0.0%
NORTE	156	0	0.0%
TOTAL	828	14	1.69%

Las mediciones que resulten penalizables en media tensión (con deficiencias en el nivel de tensión) serán solucionados planteando diversas alternativas con el fin de evitar penalizaciones y obtener una mayor rentabilidad para la Empresa.

Dichas acciones están contenidas en el capítulo 5 con más detalle.

2.4 Inconvenientes para efectuar mediciones de la NTCSE

En este ítem trataré de darle un enfoque a algunos inconvenientes que se dan, se han dado o podrían presentarse en el transcurso de las campañas de medición las cuales no son consideradas en la Norma Técnica ni en su Base Metodológica, dicho enfoque tiene el objetivo de nombrar dichas situaciones con el fin de que puedan ser tomadas en cuenta para futuras modificaciones de la referida Norma.

Los inconvenientes por lo general se presentan en el momento de realizar la instalación del registrador de parámetros eléctricos.

Inconvenientes por manifestaciones públicas

La zona de concesión de la Distribuidora comprende el cercado de Lima, lugar donde se encuentran ubicados los organismos gubernamentales como el Congreso de la República, Palacio de Gobierno, Ministerio de Relaciones Exteriores, etc. , zonas donde frecuentemente por la inestabilidad política del país se realizan manifestaciones públicas de los diferentes gremios sindicales, dichas manifestaciones bloquean las calles y avenidas principales motivando retrasos en las instalaciones comprendidas en dichas zonas.

Otro tipo de manifestación realizada por lo general en las periferias de la ciudad es la del bloqueo de autopistas como la Panamericana norte o sur por pobladores de esas zonas que reclaman al gobierno de turno mayor atención en la solución de sus problemas, este tipo de bloqueo no solo retrasa el programa de instalaciones sino que en muchos casos el personal puede sufrir agresiones por parte de los pobladores.

Se tuvo el caso del bloqueo de la Refinería de La Pampilla por parte de los transportistas de combustible, esto originó que escasee el combustible en toda la ciudad y retrase el programa de las mediciones de tensión.

Causas de Fuerza Mayor

Se deben establecer las causales de fuerza mayor para la realización de las mediciones de tensión al igual que para el caso de interrupciones del servicio eléctrico.

Mediciones Alternativas de Suministros Desmantelados

Según lo estipulado en la Base Metodológica no se consideran las mediciones en suministros desmantelados, los que se dan debido a que una vez realizada una medición en el suministro básico y esta resulta de mala calidad o deficiente nivel de tensión la Empresa Distribuidora esta en la obligación de pagar las compensaciones a que hubiese lugar hasta que se haya demostrado con otra medición que el problema ya fue superado.

A este tipo de mediciones les llamamos remediciones las cuales están contempladas en la Norma Técnica y su Base Metodológica con la salvedad que deben ser realizadas en el suministro original sino no son consideradas por OSINERG.

En los suministros desmantelados por deuda no existe una conexión para poder instalar el equipo por lo que una medición alternativa no debe ser desestimada por el ente fiscalizador (OSINERG), más aún cuando las mejoras adoptadas por la Empresa no solo están orientadas al suministro que tuvo una medición con deficiente nivel de tensión sino a todos los clientes asociados a la Subestación desde donde se le brinda el servicio de energía eléctrica.

Se tuvo un caso mucho más particular aún en una de las campañas de medición que se vienen realizando, el suministro en el que se quería dejar de pagar compensación por calidad de producto, era monofásico y se encontraba desmantelado debido a que el propietario había solicitado un nuevo suministro

eléctrico el cual ahora es trifásico, según la Norma solo puede ser elegido un alternativo de la misma fase y llave de la Subestación sin embargo en dicha llave no existía ningún otro suministro monofásico ya que se trata de zona comercial por lo que se tuvo que recurrir a otra llave.

Lo dable en esta circunstancia hubiese sido medir en dos fases de dicho suministro con lo cual se comprueba que la deficiencia del nivel de tensión ha sido corregida.

Zonas Inseguras y/o Peligrosas

Según la Constitución Política del país, uno de sus objetivos es la de salvaguardar la integridad física de la población y es además la máxima Ley en territorio peruano por lo que esta encima de la Norma Técnica y su Base Metodológica.

Sabido es que existen zonas de alta peligrosidad en nuestro país, en las cuales es difícil instalar un registrador de tensión ya que elementos de mal vivir permanecen en las calles a toda hora; hemos tenido varios casos en los cuales estas personas han exigido dinero a los técnicos que efectúan las instalaciones y/o los han perseguido con la finalidad de robarles los equipos y sus herramientas, rompen las ventanas de los autos y camionetas, etc.

Debería considerarse dichas zonas en la Norma Técnica y/o Base Metodológica para salvaguardar la integridad física de los empleados, además dichas zonas no tienen muchas Subestaciones asociadas las cuales no afectarían el Normal cumplimiento de lo especificado en la Norma.

Con el fin de no discriminar a todos estos clientes las Distribuidoras deberían presentar semestralmente el cálculo teórico de los niveles de tensión de los suministros finales de las Subestaciones que se encuentran en zonas peligrosas

para demostrar que tienen un nivel adecuado de tensión, caso contrario deberán compensar a dichos clientes según la desviación estipulada en la NTCSE.

Mediciones Alternativas en Clientes de Media Tensión

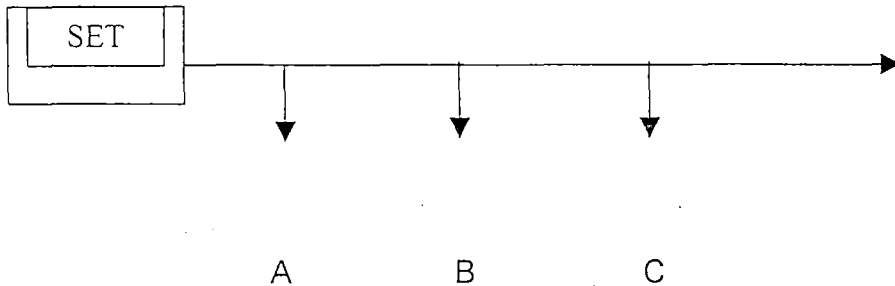
La Norma Técnica y su Base Metodológica no contemplan las mediciones alternativas en los clientes de Media Tensión bajo ninguna circunstancia, sin embargo la referida Base Metodológica no ha considerado los clientes que se encuentran conectados del mismo punto eléctrico en Media Tensión, ya que se cuentan Subestaciones de tipo convencionales que tienen más de 02 clientes asociadas a ellas, por lo que efectuar la medición de tensión en el cliente A es lo mismo que medir la tensión en el cliente B.

Para este caso de mediciones alternativas en Media Tensión se está considerando el supuesto que el cliente no tenga consumo asociado ya que su Empresa no se encuentra operando sin embargo mantiene su suministro porque cumple mensualmente con el pago mínimo por mantenimiento de conexión.

También existen suministros de Media Tensión con la tapa del medidor soldada o con una reja de protección, trabajos que han sido realizados por el propietario, esto debido al hurto de medidores, por lo que realizar la medición es dificultosa y llegamos al punto donde nos exige la Base Metodológica no pasarnos de 01 día de la fecha tentativa de la instalación, obviamente los clientes manifiestan su disconformidad al ver que se desuelda la tapa de su medidor.

Dado que el objetivo de las mediciones de tensión es demostrar que el cliente seleccionado no tiene mala calidad, se puede cumplir con este objetivo de la manera expuesta, ello con la finalidad de salvar los problemas operativos mencionados.

Como ejemplo podemos ver el siguiente diagrama:



Si la Distribuidora demuestra con mediciones que el cliente "A" y el cliente "C" tienen un perfil de tensión acorde con la Norma Técnica y su Base Metodológica, es obvio que el cliente "B" tenga el mismo comportamiento.

Este tipo de mediciones solo se efectuarán cuando se demuestre a OSINERG que no se puede llevar a cabo la medición en el cliente "B" por una causal proba.

Validación de Mediciones Alternativas

Si bien en la nueva Base Metodológica se incluye la autorización para realizar las mediciones en Clientes Alternativos de mediciones fallidas y de recuperación de mediciones penalizables, solo las acepta cuando llegado el día de la instalación, el cliente se niega a la instalación del registrador, debiendo la Empresa Distribuidora enviar un comunicado a OSINERG dando cuenta de la negativa del cliente para que posteriormente ellos se comuniquen con dicho cliente, de no poder convencerlo recién autorizan la medición en el Cliente Alternativo la cual va a ser considerada para el siguiente mes ya que la inicialmente programada es considerada fallida debiendo la Distribuidora informar el hecho en el informe mensual que es remitido a OSINERG.

Lo que planteo es una manera de hacer más fácil la aplicación de la Norma y es la siguiente: Si el cliente no desea que se realice otra medición en su suministro la Empresa Distribuidora se debe comunicar con OSINERG dando cuenta del percance y del suministro alternativo en el que se ha instalado el registrador, si OSINERG convence al cliente y este acepta una nueva instalación la Distribuidora deberá instalar el registrador en el punto seleccionado, de lo contrario OSINERG autorizará la medición en el Cliente Alternativo.

En el informe mensual que se remite a OSINERG la Distribuidora incluirá obligatoriamente este acontecimiento.

Con este procedimiento se evita la pérdida de tiempo innecesaria para llevar a cabo la medición y se evita la molestia a los usuarios.

La otra forma en la que OSINERG debería autorizar las mediciones alternativas es cuando estas se realizan en Banco de Medidores ya que se trata del mismo punto eléctrico donde la medición de tensión no se verá afectada.

Para esto la Distribuidora deberá remitir una foto del suministro en mención donde se aprecie este detalle y deberá también obligatoriamente incluirlo en su informe mensual.

2.5 Comparación con otras Normas de Calidad usadas actualmente en el mundo.

Describiré brevemente las diferencias y/o similitudes con otras Normas en lo referente a Tensión.

A continuación se muestra un cuadro comparativo de las ciudades de Santiago, Buenos Aires y Lima Norte referente a los apartamientos del nivel de tensión de sus clientes.

Ciudad	Mala Calidad
Lima Norte	19 %
Buenos Aires *	14 %
Santiago **	09 %

* Fuente de información www.enre.gov.ar

** Fuente de información CAM – Chile

Norma Argentina

El 31 de agosto de 1992 en la ciudad de Buenos Aires con la venta del 51% de la Empresa Distribuidora Norte S.A. y Empresa Distribuidora Sur S.A. mediante el Decreto N ° 714/92 y con la resolución S.E.E. N ° 170 se dió el marco legal para la aplicación de la Norma Argentina.

En lo referente a Tensión la Norma Argentina considera para su primera etapa de evaluación la tolerancia que se aprecia en el siguiente cuadro respecto del valor nominal.

AT	-7,0%	+7,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-10,0%	+10,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-7,0%	+7,0%
Rural	-13,0%	+13,0%

Además obliga a la Distribuidora a tener como mínimo el registro de tensiones de las Subestaciones de distribución por un período como mínimo de 07 días. lo que la NTCSE no contempla para las Distribuidoras peruanas.

Considera además que si los niveles de Tensión son transgredidos por más del 3% del período de medición (que es como mínimo una semana) la Distribuidora estará sujeta a sanciones, en el caso de la NTCSE considera que la Distribuidora esta obligada a pagar compensaciones cuando más del 5% del período de medición (mínimo una semana) se encuentra fuera de las tolerancias establecidas.

La Norma argentina establece que simultáneamente con el registro de tensión se debe realizar también el registro de carga para determinar la energía de mala calidad que se esta suministrando, en la NTCSE se solicita esto pero solamente para los suministros de media tensión.

En la segunda etapa de la Norma Argentina se establecen las siguientes tolerancias

AT	-5,0%	+5,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-8,0%	+8,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-5,0%	+5,0%
Rural	-10,0%	+10,0%

Norma Brasileña

El 17 de abril de 1978 mediante Resolución N° 047 El Departamento Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (DNAEE) estableció los niveles de tensión de entrega de energía eléctrica para los Concesionarios de los servicios públicos de electricidad.

Establece dos etapas para su aplicación, la primera etapa es antes del 30 de junio de 1980 y la segunda etapa es después del 01 de julio de 1980.

Establece para las tensiones de transmisión, subtransmisión o primaria de distribución los siguientes límites

Primera etapa +5% y - 10% (este último se considera límite precario)

Segunda etapa +5% y -7.5% (límites adecuados)

Establece como recomendación la variación de la tensión entre +5% y -5% con relación a la tensión nominal en el punto de entrega de energía.

Para la distribución secundaria establece los siguientes límites de variación en el punto de entrega de energía :

Primera etapa (límites precarios)

Tensión Nominal (volt.)		Límites de Variación	
		Mínimo (volt.)	Máximo (volt.)
4 Hilos	Trifásicos		
	220/127	189/109	233/135
	380/220	327/189	403/233
2 ó 3 Hilos	Monofásicos		
	230/115	206/103	254/127
	240/120	206/103	254/127
	254/127	/109	/135
	440/220	378/189	466/233

Segunda etapa (limites adecuados)

Tensión Nominal (volt.)		Limites de Variación	
		Mínimo (volt.)	Máximo (volt.)
4 Hilos	Trifásicos		
	220/127	201/116 (190/110*)	229/132
	380/220	348/201	396/229
2 ó 3 Hilos	Monofásicos		
	230/115	212/106	242/121
	254/127	/110	/132
	440/220	402/201	458/229
	240/120	216/108	250/125
	230/115	216/108	250/125

Se establece que los límites establecidos en la primera etapa sólo prevalecerán para la atención de reclamos de clientes y las soluciones que las Distribuidoras determinen, cita que en un tiempo no mayor de 90 días la Concesionaria debe resolver las deficiencias de tensión que superen los límites precarios, si la tensión se encuentra fuera de rango pero se encuentra dentro de los límites precarios la Concesionaria tiene 360 días para realizar las mejoras pertinentes y también prevalecerán en caso de maniobras para transferencia de carga o defecto en la red con una duración menor a los 05 días.

La diferencia con la Norma Peruana esta básicamente en los niveles de tensión que utilizamos para la Distribución Secundaria, la NTCSE ni el Código Eléctrico tampoco señalan los valores de fase tierra que las Empresas deben entregar a sus

usuarios, tampoco señala el tiempo de atención para solucionar los casos en los cuales se transgrede las tolerancias de tensión.

La Norma Brasileña establece que el Concesionario debe verificar los niveles de tensión en los puntos de entrega a su criterio periódicamente o por solicitud de la DNAEE o de sus usuarios, en esta parte la NTCSE establece lo mismo a solicitud expresa de OSINERG o de sus usuarios para la atención de reclamos, la única diferencia existente es que la Norma Brasileña considera que de salir conforme la medición de tensión a pedido de un usuario la Concesionaria puede facturar el costo operativo que le ha demandado dicha medición al usuario, lo que la NTCSE no considera.

La Norma Brasileña establece también que la Concesionaria debe llevar una base de datos de los reclamos estipulados el cual debe considerar lo siguiente:

- Datos del usuario
- Ocurrencias que determinaron el reclamo
- Resultado de la inspección por parte del Concesionario.
- Acciones tomadas para la corrección de la tensión de ser el caso.
- Resultado de la verificación efectuada después de haber tomado las acciones correctivas
- Informe al consumidor con el resultado de la medición después de haberse efectuado los trabajos de mejora.

Además considera como mínimo un periodo de 12 meses en los cuales los registros deben ser mantenidos por la Concesionaria.

La NTCSE no considera la forma de llevar los reclamos de tensión ni señala un período de tiempo durante los cuales la Concesionaria debe mantener dichos registros.

La presente Norma Brasileña no considera para efectos de los registros las variaciones momentáneas de tensión ocasionadas por defectos en la red, por maniobras o alteraciones bruscas de carga o perturbaciones similares, tampoco considera para las reventas de energía que pudiesen darse.

La NTCSE considera en su última modificación que no considera para la muestra las variaciones de tensión que se produzcan en generación o en transmisión pero no considera las que pudiesen derivarse por traslados de carga o perturbaciones similares.

A continuación se muestra las diferencias más saltantes en lo que respecta a las mediciones de tensión.

Norma	Medición en SED	Mala Calidad	Tolerancia
Argentina	SI	3% periodo de medición	Variable
Peruana	NO	5% periodo de medición	5% Tensión Nominal

Norma	Tiempo de Atención Reclamos	Tensión Fase – Tierra	Tolerancia
Brasileña	SI	SI	Variable
Peruana	NO	NO	5% Tensión Nominal

CAPITULO III

3. METODOS DE MEDICIONES DE TENSION EN CAMPO

3.1 Alcance

En el presente capítulo se tratará sobre los métodos que se vienen siguiendo en la Empresa Distribuidora EDELNOR para regular los niveles de tensión según lo estipulado en la “ Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos “ (NTCSE), la “Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” y el “Código Nacional Eléctrico”.

3.2 Métodos Seguidos

Se detalla a continuación los métodos seguidos en Baja y Media Tensión.

Baja Tensión

Actualmente para las regulaciones en Baja Tensión, se viene realizando tres métodos prácticos, para poder determinar la posición óptima del TAP o gradin en el Transformador de la Subestación sujeto de estudio, que son : La medición de Tensión Instantánea en suministros en horas de máxima demanda, medición de Tensión en madrugada y Registro del diagrama de Tensión en el lado secundario del transformador.

a. Medición Instantánea de Tensión en Suministros (pinzado de colas)

Este tipo de trabajo es conocido también como “pinzado de colas” y consiste en realizar en el terreno mediciones instantáneas de tensión en los suministros ubicados en los extremos finales de las redes de baja tensión y en las barras

del lado secundario del transformador de la Subestación objeto de estudio, como podemos observar en el anexo 3.

Este tipo de trabajo nos permite determinar la diferencia de voltaje que existe entre la Subestación y los clientes finales asociados a ella, esta diferencia teóricamente no debería ser mayor de 11 voltios para poder cumplir con lo estipulado en la NTCSE y en el Código Nacional de Electricidad, considerando que en horas de máxima demanda debemos esperar valores cercanos a los 220 voltios.

Todas estas mediciones se realizan en las horas de máxima demanda, esto quiere decir de 19:00 a 21:00 horas para zonas urbano residenciales o urbano comerciales y de 10:00 a 12:00 horas para zonas industriales.

Pasos a Seguir para la Toma de Lecturas de Tensión:

Primero se debe contar con el plano de las redes de baja tensión del servicio particular, con el fin de determinar la magnitud de la red y el reconocimiento de los clientes finales de la Subestación objeto del análisis, después se debe tener los instrumentos de medida calibrados y operativos.

La persona que va a realizar las mediciones debe ser la misma para todo el circuito, con el fin de descartar errores en el momento de la toma de lecturas, esto se debe a que toda persona tiene una forma particular de leer y anotar la lectura según su apreciación.

Se debe tener cuidado en la anotación de los datos y en la verificación de la red existente (esta debe concordar con el plano entregado del servicio particular) de no ser así se procede a levantar el plano correcto del servicio particular para su posterior actualización en el sistema, esto suele apreciarse

con exactitud en redes aéreas y en algunas oportunidades en redes aéreas – subterráneas.

La Empresa en la que vengo laborando ha realizado para tal fin el año 2000 un catastro de todas las Subestaciones de Distribución con la correspondiente verificación, rotulado e identificación de llaves.

b. Medición de Tensión Instantánea en horario de madrugada

Este tipo de mediciones las venimos realizando en el horario de 02:00 a 03:00 horas y consiste en tomar una lectura de tensión instantánea en el lado secundario del transformador, se toma a esta hora debido a que se considera para fines prácticos que las personas se encuentran descansando motivo por el cual es la hora de mínima demanda y es la hora donde el transformador registra los máximos valores de tensión, es en este horario donde regulamos los transformadores con valores de tensión que están comprendidos entre 228 voltios y 232 voltios, dependiendo de la caída de tensión que se haya registrado con el método del pinzado de colas, además en este horario la mayoría de las personas se encuentran descansando por lo que se evita la molestia a los clientes del corte de energía durante el tiempo que dure la maniobra.

c. Registro del Diagrama de Tensión en la Subestación

Con este tipo de trabajo se busca registrar el perfil de tensión del lado secundario del transformador de la Subestación objeto de estudio, para esto utilizamos el registrador trifásico que nos permitirá además saber cual es el factor de uso del Transformador y verificar que éste no se encuentre operando con sobrecarga, estos datos nos sirven para el mantenimiento predictivo y verificar la capacidad de los cables, en la Empresa Distribuidora utilizamos este tipo de registros cuando no se puede concluir en forma específica si al

Transformador necesitamos aumentarle o disminuirle un TAP mediante el método del "pinzado de colas".

Este método debido a la cantidad de equipos con que se cuenta y a la cantidad de Subestaciones existentes no es muy utilizado aunque es el más exacto que se tiene.

Media Tensión

En Media Tensión no se está realizando algún procedimiento antes de efectuar la medición, debido a que estos clientes son pocos y se encuentran distantes entre sí.

Se tienen 14 suministros penalizables en Media Tensión a Diciembre 2002 cuya solución requiere de una fuerte inversión.

Este tipo de clientes por lo general no presentan reclamos por tensión, más si solicita mediciones a la Empresa Distribuidora con el fin de optimizar sus instalaciones ya que al ser clientes en Media Tensión utilizan su transformador particular o el que les provee la Empresa para regular la tensión en el lado secundario del mismo de tal forma que la tensión en su tablero general sea lo más cercano a 220 voltios o 380 voltios (tensión nominal), dependiendo que tipo de industria sea y con que maquinaria cuente.

3.3 Evaluación de la Tensión

La evaluación de la Tensión según lo estipulado en la NTCSE se realiza con registradores de Tensión monofásicos y trifásicos según sea el caso.

Los registradores monofásicos que se utilizan en la Empresa Distribuidora donde vengo laborando son el registrador de marca ECAMEC modelo 4R32/1P y el registrador marca CIRCUTOR modelo CAVA 251, siendo el primero de procedencia Argentina y el segundo de procedencia Española.

Los registradores trifásicos utilizados son: El registrador ECAMEC modelo 4R32/3P, el registrador LEM modelo MEMOBOX 300, siendo el segundo de procedencia austriaca. La Empresa cuenta con otros tipos de registradores como El POWER RECORDER y el QWAVE siendo utilizados estos para otro tipo de mediciones.

La información almacenada en estos equipos es descargada mediante el software respectivo para su posterior procesamiento y análisis.

Los Catálogos de estos equipos los podemos ver en el anexo 3.

Una vez adquirido los registradores se programan según lo estipulado en la NTCSE y su Base Metodológica y después de cada período de medición se comprueba la configuración del mismo.

De los registradores mencionados el que tiene una mejor performance a la fecha es el registrador monofásico CAVA 251 no solo por sus dimensiones sino por la confiabilidad de sus lecturas lo que repercute en un bajo índice de mediciones fallidas.

La evaluación de la Tensión como hemos mencionado también la evaluamos instantáneamente ya sea para comprobar las acciones correctivas realizadas o en la atención de reclamos de fácil solución.

La Empresa para esto cuenta con pinzas voltamperimétricas de marca FLUKE y LEM (clase de precisión 0.01); estas pinzas nos sirven como patrón para la

calibración de otros tipos de pinzas que son utilizadas generalmente por las Empresas Contratistas que laboran para la Distribuidora y que no son muy confiables por los valores que registran.

Para realizar las mediciones de Tensión Monofásicas lo que se tiene en cuenta para la instalación es que se encuentre encendido el LED y parpadee cada segundo, en cambio para las mediciones Trifásicas de Baja y Media tensión se debe de tener en cuenta además de que parpadee el LED la secuencia de fases.

La instalación de los registradores Monofásicos y Trifásicos de Baja Tensión demora 05 minutos como máximo mientras se realiza el procedimiento de seguridad, mientras que en la instalación de los registradores Trifásicos de Media Tensión la instalación demora como máximo 10 minutos mientras se programa el registrador y se confirma la secuencia de fases con ayuda de una computadora personal.

Se puede señalar que la diferencia entre las instalaciones de Baja y Media Tensión es que en esta última se utiliza una computadora personal.

3.4 Factores que afectan las mediciones de tensión.

Por tipo de cliente

Debido a la idiosincrasia de los peruanos, se tiene muchos inconvenientes para poder instalar los registradores de Tensión en el interior de los domicilios ya sea de los clientes monofásicos y trifásicos.

El punto de entrega de energía para los clientes de Baja y Media Tensión se encuentra en la caja portamedidor.

En los suministros Monofásicos el problema que se tiene al momento de la instalación es encontrar medidores con rejas soldadas o empotradas, tapas de medidores con puntos de soldadura, candados particulares, medidores internos, lo que imposibilita la instalación del registrador, si bien es cierto en la Base Metodológica se señala en el ítem 4.1.2 inciso K que "Seleccionados los puntos a medirse, las coordinaciones y los trabajos de instalación y / o montaje que se requieran para llevar a cabo la medición, son de exclusiva responsabilidad del suministrador", en la práctica esto no es factible ya que los clientes muestran tenaz oposición al querer romper los candados que han instalado en sus medidores o a que se rompan los puntos de soldadura o a que se retiren las rejas empotradas que tienen para proteger sus medidores. La colocación de rejas, candados en suma seguridad adicional para el medidor es debido a un problema social que vive el país y es el de masivo robo de medidores y/o manipulación de los mismos por parte de terceros que se aprovechan de la ignorancia de las personas para engañar y cobrar por arreglar o manipular los medidores con el fin de disminuir el consumo real y consecuentemente la facturación mensual.

En los suministros Trifásicos el problema se presenta por las dimensiones del equipo registrador y por el tamaño que tienen algunas cajas porta medidor, por este motivo se hace necesario la instalación en el interior del domicilio donde el cliente muestra muchas veces disconformidad, otro inconveniente es el de suministros provisionales o banco de medidores que se encuentran alejados de la llave general del predio, lo que origina una caída de tensión en la red particular del cliente y es allí donde se toma una medición no real para el control de la calidad de producto tensión en muchos casos. Para subsanar o disminuir estos casos la Empresa Distribuidora esta rediseñando las dimensiones de la caja portamedidor y esta evaluando la adquisición de nuevos tipos de registradores, los cuales tienen dimensiones más pequeñas que el modelo actualmente en uso.

Existen mediciones trifásicas que resultan con desviaciones de los rangos permitidos debido a que el cliente no tiene balanceada su carga y la medición se

tuvo que realizar internamente ante la imposibilidad de instalar el registrador en el punto de venta de energía (un ejemplo típico de esto se puede apreciar en las estaciones de servicio de combustible).

En las mediciones realizadas en suministros Monofásicos la negativa de los clientes se da mayormente por el motivo de seguridad y la desconfianza que se tiene hacia el personal encargado de la instalación y / o hacia la Empresa Distribuidora, habiéndose tenido casos de la negativa de la instalación por parte de asociaciones de vecinos, esto último se da generalmente en asentamientos humanos organizados en distritos como Ventanilla, Comas, Carabaylo por mencionar algunos así como la agresión al personal técnico encargado de realizar las instalaciones.

Otro inconveniente es que se tienen domicilios en dichos asentamientos donde solo se cuenta con un tomacorriente motivo por el cual nos vemos en la necesidad de utilizar extensiones los cuales hacen variar los valores de tensión.

Por Tipo de Equipo

El único problema que surge en este aspecto es en cajas porta medidor pequeñas donde el registrador no cabe (tanto monofásico como trifásico) y es necesario realizar la instalación dentro del predio, teniendo este sus instalaciones interiores en forma precaria y sin un mantenimiento ni diseño adecuado, lo que ocasiona que los valores de tensión no sean los correctos.

CAPITULO IV

PROGRAMA DE MEDICION DE LA TENSION

4.1 Descripción del Programa de Medición y su finalidad.

La finalidad del Programa de Medición es la de garantizar que se tome una muestra aleatoria de todos los suministros del servicio eléctrico pertenecientes a una zona de concesión, con lo que se garantizaría que los usuarios del servicio eléctrico tengan una buena calidad de servicio en lo referente a tensión y permitiría por la dispersión de la muestra a la Empresa Distribuidora detectar las zonas con problemas de tensión para orientar sus inversiones de mejora a corto y mediano plazo.

El Programa de Medición es realizado en forma aleatoria mensualmente con ayuda del software diseñado para tal fin que en adelante se denominará "Módulo de Tensión" y se divide en mediciones monofásicas y trifásicas que son proporcionales a los suministros de estos tipos que atiende la Distribuidora en baja tensión por localidades, se excluyen los suministros de la llave de baja donde se haya detectado con una medición anterior un deficiente nivel de tensión aún no superada por la Distribuidora, así como los suministros que se encuentren cortados por deuda; además deberá de cuidarse que la selección aleatoria de los suministros en MT, AT y MAT a medirse solo se realicen entre puntos no medidos y que no se encuentren compensando, una vez terminado la medición de todos los suministros se repite el proceso.

Cada suministrador presenta a OSINERG el cronograma de mediciones, solo en medio magnético una semana antes del inicio de cada mes de medición según el formato que se muestra en el anexo N° 4; anteriormente hasta un mes antes de finalizar la segunda etapa se presentaba tanto en forma impresa como en medio magnético.

Según la Base Metodológica publicada el 09 de septiembre del 2000 (así como la publicada en agosto 2001) considera el envío del cronograma de mediciones vía FTP bajo la estructura de tablas informáticas que se detallan en el anexo N ° 5 de la Base Metodológica, así como información impresa de un cuadro resumen de la cantidad de puntos por cada tipo de medición bajo el formato N ° 1 del anexo 4 de dicha Base, además hace mención a la entrega en formato A3 de un mapa temático con todos los suministros ubicados y utilizando los siguientes colores: Anaranjado para tensión BT, celeste para tensión MT, AT, MAT; Negro para perturbaciones MT, AT, MAT y Verde para perturbaciones BT.

OSINERG tiene la facultad de variar en cualquier momento el cronograma de mediciones y/o la selección de los puntos de medición según lo establecido en el numeral 5.5.1 de la NTCSE.

Las mediciones en proceso o pendientes que al cierre de la entrega de los cronogramas regulares de medición de tensión para el siguiente periodo de control, resulten fallidas deben cronogramarse en un archivo informático adicional y las que resulten de mala calidad podrán incluirse en este cronograma adicional, este cronograma deberá ser remitido como máximo hasta el día 10 de cada mes.

Una vez establecido el cronograma de mediciones las Empresas Distribuidoras no pueden realizar cortes de servicio en los suministros seleccionados hasta después de finalizada la medición.

Solo en caso de presentarse algún impedimento para realizar la instalación del registrador se puede seleccionar un punto alternativo pero para clientes seleccionados por primera vez no siendo aplicable para clientes que tuvieron una medición con mala calidad o que resultó inválida por alguna razón (medición fallida).

Según lo descrito anteriormente el cronograma de mediciones se compone de:

B : Básicos, son aquellos suministros que han sido seleccionados por primera vez por el módulo de tensión.

F : Representa a las mediciones fallidas que hubieron en el cronograma anterior, entendiéndose por medición fallida a las mediciones que por algún motivo resultaron inválidas ante OSINERG (equipo desconectado por el cliente, equipo no registró valores de tensión, equipo empieza a registrar a partir del segundo o tercer día de instalado, no se completó período de medición, etc.)

X : Representa a las remediciones y que se originan para levantar mediciones penalizables que hubieron en meses anteriores, esto quiere decir que se tuvo una medición de tensión fuera de rango por lo que la Distribuidora esta obligada a pagar una compensación a todos los suministros involucrados, si es por sobre tensión se compensa a todos los clientes comprendidos desde el cliente medido hasta llegar a la llave de la Subestación (a este tipo de compensación se denomina "aguas arriba") y si es por sub tensión se compensa a todos los clientes comprendidos desde el cliente medido hasta el extremo final de la red de baja tensión incluyendo los ramales que hubiesen (a este tipo de compensación se denomina "aguas abajo") .

Por lo que al realizar este tipo de medición lo que se quiere es demostrar ante el ente fiscalizador OSINERG que ya se realizaron los trabajos de mejora y que el suministro ya cuenta con niveles de tensión acorde con la NTCSE, con lo cual la Distribuidora suspende el pago de compensaciones por Calidad de Producto.

O : Estas mediciones son las mediciones que OSINERG solicita a las Distribuidoras y pueden ser hasta un máximo de 10% del tamaño de la muestra mensual y según la última disposición publicada en la Base Metodológica tiene la facultad de variar el cronograma de mediciones, siendo las suministradoras notificadas con 72 horas de anticipación.

R : Son las mediciones originadas por reclamos de los clientes.

Actualmente a pesar de ser consideradas en la NTCSE estas mediciones no están siendo cronogramadas generalmente, ya que el único perjudicado es el cliente que aduce tener problemas en su predio relacionados con la Tensión, esto se debe a que OSINERG según lo estipulado en la Base Metodológica exige la entrega del cronograma de instalaciones una semana antes del mes siguiente de medición y no valida mediciones que no hayan sido cronogramadas, por lo que se ha optado siguiendo la séptima disposición final de la NTCSE por instalar los registradores y atender el reclamo a la brevedad posible a fin de determinar las soluciones óptimas de ser el caso, que por tratarse de Tensión ocasionan pérdidas económicas.

4.2 Cronograma de Mediciones

Según lo estipulado en la NTCSE la Empresa Distribuidora está obligada a entregar a OSINERG una semana antes de la finalización de cada mes el programa propuesto de medición del mes siguiente, para esto se seleccionan aleatoriamente 1 de cada 3000 clientes en los niveles de baja tensión y 1 por cada 12 en clientes MT, AT y MAT.

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 prorroga para cada una de las localidades en función al número de sus clientes, para finalmente seleccionarlos aleatoriamente en forma proporcional al tipo de suministro (trifásico o monofásico), excluyendo las llaves del sistema particular donde se haya registrado anteriormente un punto de suministro con una mala calidad de tensión aún no superada por la Distribuidora.

Los clientes MT, AT y MAT son seleccionados en forma proporcional teniendo en consideración su distribución por sucursal operativa.

Para la selección aleatoria no se consideran los suministros pertenecientes a una llave de la Subestación donde se ha registrado con anterioridad niveles de tensión no acordes con lo estipulado en la NTCSE.

La Empresa Distribuidora no considera tampoco los suministros de Alumbrado Público, debido a que estos se encuentran ubicados al pie de cada Subestación y si saliesen penalizables no se pagaría compensación a ningún cliente ya que estos son los primeros y pertenecen a la Distribuidora, de salir un medidor de alumbrado público lo único que se conseguiría es perjudicar indirectamente a un cliente que puede tener problemas de tensión.

Adicionalmente al cronograma básico se adicionan los otros suministros que llevan otro tipo de identificador como los descritos en el punto 4.1 y son los siguientes: F, X, O, R.

A todas estas mediciones se les asigna una fecha tentativa de instalación la cual según la Base Metodológica no debe variar más de un día en su instalación y si se instala un día antes solo se considerará los intervalos desde las 00:15 horas del día programado.

La finalidad del cronograma de instalaciones es garantizar un muestreo entre todos los clientes que hacen uso del servicio eléctrico y se encuentren comprendidos en lo establecido por la NTCSE.

En el anexo 3 se encuentra el cronograma del mes de Diciembre 2002 enviado a OSINERG con sus respectivas fechas tentativas.

4.3 Equipamiento para las mediciones de Tensión.

Los equipos de medición y registro utilizados para el control de la calidad de los servicios eléctricos, de acuerdo a la NTCSE, deben contar con la certificación de organismos y / o entidades competentes, y sus Especificaciones Técnicas deben ser aprobadas por OSINERG con anterioridad a su uso.

La Empresa Distribuidora en la que actualmente laboro cuenta con los siguientes tipos de registradores:

Monofásicos

De este tipo tenemos las siguientes marcas:

ECAMEC de procedencia Argentina modelo 4R32/1P

CIRCUTOR de procedencia española modelo CAVA 251

Trifásicos

De este tipo tenemos las siguientes marcas:

ECAMEC de procedencia Argentina modelo 4R32/3P utilizado para las mediciones de Baja y Media Tensión.

LEM de procedencia Austriaca modelo MEMOBOX 300 utilizado para las mediciones de Baja Tensión y Media Tensión.

La Empresa cuenta con otro tipo de registradores utilizados para otro tipo de mediciones como:

QWAVE de procedencia americana utilizado para las mediciones en SET.

Power Recorder de procedencia americana que es utilizado para las mediciones de perturbaciones principalmente aunque se ha realizado mediciones de tensión en Barras de Subestaciones y en algunos reclamos en Media y Alta Tensión.

Los Catálogos de estos equipos se encuentran en el anexo 3.

El equipamiento de equipos por la Empresa Distribuidora debe garantizar como mínimo la cantidad de mediciones según lo estipulado en la NTCSE, esto es 1 por cada 3000 clientes en Baja Tensión y 1 por cada 12 clientes de Media, Alta o Muy Alta Tensión, además se debe considerar la facultad del ente fiscalizador OSINERG de exigir una muestra adicional de 10%, según esto las Empresas Distribuidoras deben tener un equipamiento que no solo les permita realizar esta cantidad de mediciones sino también les permita atender reclamos, realizar mediciones fallidas de meses anteriores y remediciones para levantar o disminuir compensaciones anteriores por mala calidad así como premediciones.

Los registradores deben cumplir lo estipulado en la Base Metodológica ítem N° 4 inciso 4.1.4 que señala : " Los equipos registradores deberán de 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.

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 interface óptica, serial o paralela para computadora, que permita obtener el o los archivos de la medición en formato ASCII.

Los valores representativos de los respectivos intervalos de medición podrán ser obtenidos por post procesamiento, 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 o 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.

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, los ensayos se realizarán igualmente levantando el acta correspondiente.

Actualmente la Empresa Distribuidora en la que vengo laborando realiza como mediciones básicas en baja tensión 262 mediciones monofásicas y 27 trifásicas, en media tensión se realizan 69 mediciones, se tienen 173 registradores Monofásicos y 54 Trifásicos.

4.4 Reporte de los resultados de Tensión.

Una vez retirado el registrador del punto seleccionado para la medición, se procesa la información mediante el software respectivo, de dicho software extraemos por lo general dos archivos, uno contiene la medición madre que no puede ser alterada y que da origen a la segunda que es la que contiene la información de la medición con la cual se evalúa el perfil de tensión y se realizan los diversos cuadros de gestión.

Con el archivo que contiene la data se verifica primero si la medición ha resultado válida o fallida, si es válida se verifica si es no penalizable o penalizable, de ser así se procede a compensar a los clientes afectados ya sea aguas arriba o aguas abajo dependiendo si la medición fue penalizable por sobretensión o por subtensión.

Se entiende por aguas abajo a todos los clientes monofásicos y trifásicos ubicados desde e incluido el cliente en el que se realizó la medición que se encuentran hasta el extremo final de la red y ramales en baja posteriores al punto medido, por aguas arriba a todos los clientes monofásicos y trifásicos desde e incluido el cliente en el que se realizó la medición hasta el inicio de la llave de baja de la Subestación.

La Empresa Distribuidora realiza el cálculo de compensaciones con un programa llamado Módulo de Tensión, cuyo manual se puede apreciar en el anexo 4 y genera el reporte para OSINERG según lo estipulado en la Base Metodológica (anexo 6 de dicha Base).

El reporte de todas las mediciones que realiza la Empresa Distribuidora son de acuerdo a lo estipulado en la " Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos ", esta base tiene por objetivo dar las pautas para una correcta transferencia de información al ente fiscalizador OSINERG y contiene los principios 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.
- La aprobación de especificaciones técnicas del equipamiento a utilizarse para el control de la calidad.

Con la publicación de la primera Base Metodológica el 17 de Noviembre de 1998 en el Diario El Peruano se consideraba que el tiempo de transferencia de información a OSINERG de la medición sin procesar (en formato propio del equipo) indicando el nombre del mismo, era de 12 horas una vez retirado el registrador de tensión del punto medido y se realizaba a través del correo electrónico que para este fin OSINERG había designado o también podía ser a

través de medio magnético, se indicaba también que este registro podrá ser recabado nuevamente del mismo equipo por el fiscalizador de OSINERG en la oportunidad de retiro de dicho equipo de un siguiente punto medido.

Se especifica también que 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 la tablas informáticas que se detallan en el anexo N ° 6 de dicha Base.
- Un segundo reporte también en forma de tablas informáticas según se detallan en el anexo N ° 7 de dicha Base, 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 resultados afectados con una mala calidad del servicio eléctrico. La estructura de estas tablas se detallan en el anexo N ° 8 de dicha Base.

En cumplimiento con 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, tensiones armónicas, flicker), este informe escrito también contendrá referente a todos los registros de flicker, armónicas y energía suministrada por cada período de medición.

Con las modificaciones que fueron planteadas por las Empresas del sector eléctrico se publicó la Base Metodológica el 09 de septiembre del año 2000 que entre las modificaciones más saltantes considera un tiempo de 18 horas de

transferencia de información a la autoridad (antes eran 12) y los archivos con formato propio del registrador ahora son transferidos a la autoridad mediante un sistema en red denominado FTP (file transfer protocol) y solo por motivos debidamente justificados las Empresas Distribuidoras podrán remitir la información por correo electrónico a la dirección calidad@osinerg.org.pe , dicha justificación debe incluirse en dicho correo. Se considerará la fecha y hora de entrega de la información a la que señale el sistema FTP, en caso se actualice la información o se complemente quedará registrada la fecha de entrega de esta actualización.

Se considera también dentro de las modificaciones que OSINERG facultará la entrega de información por medio magnético (discos compactos, disquetes de alta densidad o de gran capacidad) de haber un motivo de causa mayor, en este caso los disquetes serán rotulados de acuerdo a lo indicado en el anexo N ° 2 de dicha Base y los discos compactos tendrán la relación de archivos en forma impresa y pegada sobre el estuche.

Se recomienda que la información sea remitida en forma zipeada de ser transmitida por correo electrónico y que los cálculos y algoritmos utilizados para el cálculo de compensaciones que el suministrador actualice se envíen al OSINERG en un plazo no mayor de 15 días.

Las compensaciones por mala calidad detectadas por medición o remediación anterior y que aún no haya sido superada, se actualizan en función de la energía correspondiente al mes último a compensarse, pero sobre la base de los intervalos de mala calidad registrados en la respectiva medición o última remediación.

Se reporta también un informe consolidado con un cuadro resumen por cada uno de los tipos de mediciones efectuadas bajo el formato N ° 2 del anexo 4 de dicha Base, también forman parte de este informe dos mapas temáticos en formato A3 de cada zona de concesión sujeta a la aplicación de la NTCSE una para perturbaciones y la otra para tensión donde se ubica las mediciones fallidas con

color rojo, las de buena calidad con color verde y los de mala calidad de color amarillo, junto con este informe van copia de todas las planillas de instalación llenadas.

En el anexo 4 se muestra el informe de mediciones de tensión correspondiente al mes de Diciembre 2002 enviado a OSINERG

CAPITULO V

ANALISIS DE LOS RESULTADOS Y SOLUCIONES PARA LA MEJORA DEL NIVEL DE TENSION.

En este capítulo se tratará de formular sobre la base de estadísticas obtenidas opciones de solución que se vienen implementando para conseguir que los usuarios del sistema eléctrico tengan una buena calidad de tensión.

5.1 Estudio de las desviaciones de tensión según la NTCSE

Según lo estipulado en la NTCSE la tolerancia máxima de tensión para los puntos de entrega de energía en todas las etapas de aplicación de la Norma y para todos los niveles de tensión no puede pasar del límite del $+ / - \%5$ de la tensión nominal. esto ha sido considerado para que las Empresas Distribuidoras mantengan un rango apropiado de tensión tanto en el lado primario como secundario del Transformador. Solamente para zonas rurales se esta considerando $+ / - 7.5 \%$ de la tensión nominal.

En baja tensión se regularía idealmente entre 231 voltios como máximo (en la barra de baja tensión del transformador) y se entregaría como mínimo en los clientes finales de las llaves del sistema particular de baja tensión 209 voltios.

Esto en la práctica no sé esta dando en todos los casos ya que la relación de transformación de los transformadores no es exacta debido a que estos cuentan con una cantidad de años de servicio sin un mantenimiento adecuado, y a su vez depende también del valor que tengamos en el lado primario del transformador (media tensión), valor que al ser muy variable, ya que varía según el comportamiento de la carga y de las nuevas ampliaciones realizadas por mejora, hace que se vea reflejada esta variación en el lado secundario.

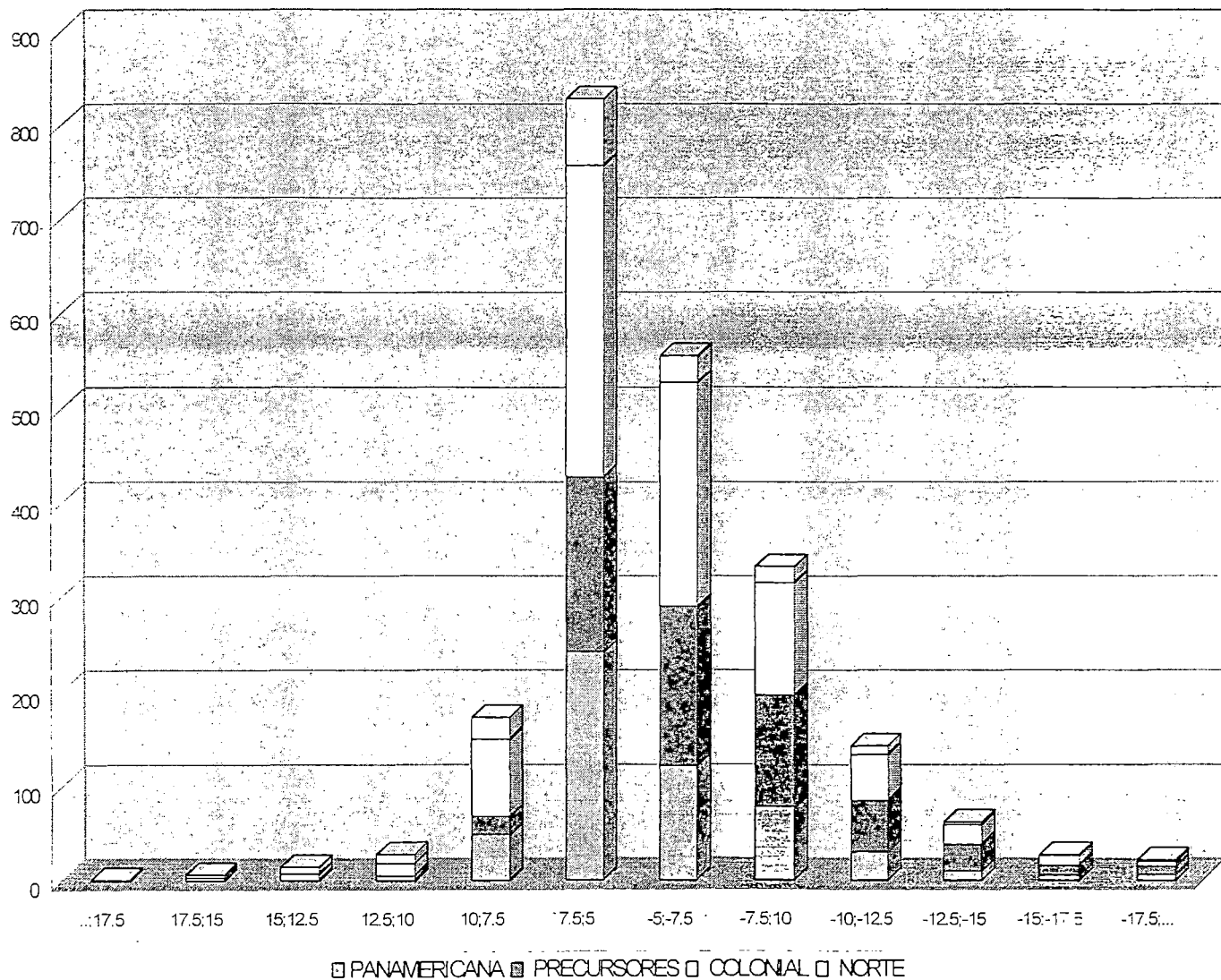
En la actualidad en la Subestación Eléctrica de Transformación denominados SET se controla el nivel de tensión con ayuda de reguladores automáticos que dependiendo del consumo de energía (activa y reactiva) operan los gradines de los transformadores de potencia, controlando y manteniendo el nivel de voltaje de salida en un valor constante (por ejemplo en la SET Chavarria se controla la tensión de salida en 10200 voltios).

Lo que se consigue con esto es mantener estable el nivel de tensión en el lado primario de los transformadores de distribución, una vez conseguido esto se adoptan las estrategias necesarias para mantener la red primaria con niveles de tensión constantes y el lado secundario del transformador de distribución con niveles óptimos de tensión y que se encuentren de acuerdo a Norma.

En el lado secundario se regula o controla la tensión con ayuda de los gradines o TAP que tiene cada transformador, cabe señalar que al operar un TAP lo que se esta haciendo o se esta operando es sobre la bobina del primario y por la relación de transformación que tiene cada transformador este efecto se esta viendo en el lado secundario.

En el siguiente cuadro podremos observar como es la distribución de rangos en a Empresa Distribuidora donde laboro, los rangos considerados son los que se encontraban contemplados en la primera NTCSE.

**DISTRIBUCIÓN DE REGISTROS DE TENSIÓN FUERA DE RANGO POR SUCURSAL
DESDE ENERO A DICIEMBRE 2000**



Estos registros son los que se obtuvieron durante las mediciones del año 2000: como podemos observar la mayor cantidad de mediciones se encuentra en el rango del 5 al 7.5 % de la tensión nominal (más de 231 y menor igual que 236.5 voltios para baja tensión) lo que hizo prever la regulación óptima de los TAP de los transformadores de potencia y de distribución con el fin de evitar las

sobretensiones y subtensiones en el Sistema de Distribución de Baja y Media Tensión.

Actualmente se viene trabajando en la regulación de los TAP de los transformadores de distribución siguiendo lo estipulado en la NTCSE y en su base Metodológica que señalan con claridad que no se puede operar ni hacer mejoras en la red en los circuitos donde haya salido seleccionado una medición, según la décimo cuarta disposición final de la NTCSE dada mediante el D.S. 013 – 2000 – EM, las mediciones deben llevarse a cabo en las condiciones que tenían las instalaciones durante las veinticuatro horas anteriores al momento de seleccionar los puntos de medición, por lo expuesto las Empresas Distribuidoras no podrán efectuar corte alguno al servicio (incluyen los cortes por deuda) hasta que esta haya finalizado.

Las mediciones efectuadas para la regulación óptima de los transformadores así como el procedimiento seguido para tal fin serán expuestos en el capítulo respectivo.

La distribución de tensiones según la NTCSE actual, que entro en vigencia el 17 de julio 2001 (ver anexo 5) es la que se muestra a continuación y esta referida como porcentaje de la tensión nominal.

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio Ap	Red Sec. Rural Ap
$5.0 < \Delta V_p(\%) \leq 7.5$	1	No Aplica
$7.5 < \Delta V_p(\%) $	$2 + (\Delta V_p(\%) - 7.5)$	No Aplica
$7.5 < \Delta V_p(\%) \leq 10.0$	No Aplica	1
$10.0 < \Delta V_p(\%) $	No Aplica	$2 + (\Delta V_p(\%) - 10.0)$

Según la primera NTCSE publicada se establecían los siguientes rangos referidos a la tensión nominal.

<i>Indicador ΔVp (%)</i>	<i>Ap</i>
$5.0 < \Delta Vp (%) \leq 7.5$	1
$7.5 < \Delta Vp (%) \leq 10.0$	6
$10.0 < \Delta Vp (%) \leq 12.5$	12
$12.5 < \Delta Vp (%) \leq 15$	24
$15 < \Delta Vp (%) \leq 17.5$	48
$ \Delta Vp (%) > 17.5$	96

A Diciembre 2002 el 69% de las mediciones penalizables de la Distribuidora son por sobretensión debido principalmente a que la Empresa cuenta con 256 Transformadores con relación de transformación 10/0.236 KV. siendo imposible poder conseguir valores establecidos por la Norma Técnica (231 V. como máximo). actualmente se encuentra en estudio la factibilidad de cambiar el bobinado a todos esos Transformadores o dejarlos fuera de operación por otros Transformadores con relación 10/0.23 KV.

También ha contribuido a la sobretensión las reformas realizadas en media tensión.

5.2 Acciones preventivas para mejorar los niveles de Tensión.

Hay varias acciones que se vienen realizando con el fin de determinar las acciones preventivas y/o correctivas de ser necesarias, entre estas podemos nombrar las mediciones puntuales de tensión en los extremos finales de la red y en la Subestación lo que se conoce como el método del "pinzado de colas". "mediciones de tensión en la madrugada" y la instalación de Registradores en Subestaciones y suministros donde no se pudo llegar a una conclusión certera con

los métodos nombrados anteriormente (explicado en capítulo 3 cada tipo de trabajo con más detalle).

A continuación se describirá brevemente en que consiste cada método ya que en el capítulo respectivo se tratará con mayor detalle.

Método del “pinzado de colas”; este método consiste en la toma de lecturas puntuales de tensión en suministros ubicados en los extremos finales de las llaves de baja tensión que tiene cada Subestación y en sus barras de baja tensión, con esto se determina la diferencia de tensión que existe entre Subestación y clientes finales, estas mediciones se realizan en horas de máxima demanda, esto quiere decir de 10:00 a 12:00 horas para zonas industriales y de 19:00 a 21:00 horas para zonas urbano comerciales con el fin de determinar la máxima diferencia de tensión que se registra en la Subestación durante la máxima demanda de energía.

Mediciones de Madrugada, este sistema consiste en monitorear los niveles de tensión que se tienen en barras de baja tensión en los transformadores de distribución en horarios que van desde las 02:00 a 03:00 horas debido a que en este horario el consumo es casi nulo y se obtienen los valores máximos de tensión (para efectos y cálculos prácticos se considera al transformador como si estuviera en vacío).

Con estos dos métodos se regula el transformador en el TAP óptimo, sin embargo hay algunas Subestaciones que no tienen un comportamiento regular en su perfil de tensión, por lo que al no poder determinar su regulación óptima nos apoyamos en la utilización de registradores de Tensión y Corriente.

Usando registradores de Tensión; como se indica empleamos registradores de Tensión Trifásicos y Monofásicos para determinar la diferencia real que existe de tensión entre Subestación y suministros que se encuentran en el extremo final de una llave, es como el método del “pinzado de colas” solo que con ayuda de

registradores, además los datos obtenidos en barras de baja tensión del Transformador nos sirven como mantenimiento predictivo para determinar con los registros si es que el transformador se encuentra operando con sobrecarga y si los cables de comunicación corresponden al amperaje registrado.

Este método es el más seguro pero a su vez es mucho más oneroso, debido a esto es que se ha optado por utilizar el método del pinzado de colas.

Todas estas mediciones las venimos realizando en forma paralela a las mediciones que nos exige la NTCSE con la finalidad de cumplir con el presupuesto asignado por la Empresa. Una vez culminada la medición se procede, por lo general inmediatamente, a realizar el pedido de maniobra para la regulación óptima si es que el caso lo amerita.

5.3 Acciones correctivas para mejorar los niveles de Tensión.

Las acciones correctivas que se siguen para la mejora de los niveles de tensión son por regulación de TAP, balance de cargas, por refuerzo de redes. actualmente se viene desarrollando un estudio para el uso de un condensador en baja tensión que actúe cada vez que se detecte tensiones inferiores a las programadas y un regulador de tensión en 10 KV.

A continuación detallaremos cada una:

Regulación de TAP

Con la regulación de TAP lo que vamos a corregir en forma inmediata es el perfil de tensión que tenía toda una Subestación, generalmente el valor con el que se trabaja para el análisis es el de 5 voltios, quiere decir que al subir o bajar un TAP lo que se está consiguiendo es que se aumente o disminuya 5 voltios en el perfil de tensión de toda la Subestación, hay diferentes tipos de Transformadores los

que no se encuentran identificados completamente en la Empresa Distribuidora, hay Transformadores que tienen tres TAP aunque la mayoría son de cinco, hay transformadores antiguos que se encuentran generalmente en el cercado de Lima cuya relación de transformación es de 10 000 / 236 por ejemplo lo que nos esta originando el pago de compensaciones por sobretensión debido a que no se pueden conseguir tensiones menores a 231 voltios, la mayoría de los transformadores tienen una relación de transformación de 10 000 / 230.

¿Cómo regulamos un TAP?, Simplemente con las mediciones obtenidas por cualquiera de los métodos utilizados y descritos anteriormente se procede a subir o bajar un TAP, para realizar la regulación se tiene que desenergizar el circuito es decir se abren los fusibles primarios del transformador, se desconecta toda las llaves de baja tensión para evitar tensiones de retorno, se mueve o baja el TAP (se gira la perilla) asegurándose de que engrane bien en su nueva posición (sino se quema la bobina del lado primario), se procede a cerrar las llaves de baja tensión y después los fusibles del lado primario.

Este procedimiento se sigue en las Subestaciones aéreas y en las Subestaciones convencionales, en las Subestaciones compactas ya sean pedestales o subterráneas se sigue un procedimiento parecido, la única diferencia es que para la liberación del circuito se abre desde la Subestación convencional o desde el elemento de protección de paso de la red (cut out) con esto se deja sin energía a varias Subestaciones, esto se realiza con el fin de garantizar la seguridad del personal que realiza la maniobra, debido a como se mencionó anteriormente las Subestaciones no se encuentran en perfecto estado por lo que muchas veces a ocurrido durante el mantenimiento programado que no pueden desconectarse los conectores de codo o se queda o quiebra el pin que tienen estos y no solo no se realiza el cambio de TAP sino que se tiene que realizar el cambio de transformador lo que ocasiona un gran costo para la Distribuidora.

A continuación se muestra los tipos de transformadores con los cuales cuenta la Empresa donde vengo laborando y la variación de tensión que se tendría al subir o bajar un TAP:

RELAC. TRANS.	M.T.	B.T.
A 3V	10125	236
	10000	236
	9875	236
	9750	236
	9625	236

B 6V	10500	230
	10250	230
	10000	230
	9750	230
	9500	230

C 6V	10250	236
	10000	236
	9750	236
	9500	236

D 12V	10500	230
	10000	230
	9500	230

Balance de Cargas

El balance de cargas consiste en distribuir de manera equitativa la distribución de los clientes en la red secundaria, para dicho caso se verifica el consumo promedio de los clientes y luego se procede a distribuirlos en la red, teniendo en cuenta que la distribución de la energía sea uniforme en todas las fases.

Refuerzo de Redes

El refuerzo de redes esta orientado a solucionar aquellos casos en los que por explosión demográfica o incremento de consumo de los clientes las redes originalmente diseñadas para un tipo de servicio ya no se dan abasto para satisfacer la demanda existente, lo que origina no solo pérdidas técnicas por el efecto Joule sino también las excesivas caídas de tensión, los cuales generan inconvenientes en los clientes al no poder operar sus artefactos o equipos de manera correcta.

Generalmente se están reemplazando cables NYY de 10 mm² por 70 mm² y en otros casos más complejos se están instalando Subestaciones que absorban la nueva demanda y descarguen a las ya existentes.

Hay que tener presente que al cambiar un Transformador o al instalar uno nuevo el perfil de tensión cambia de manera considerable por lo que se hace necesario volver a realizar mediciones para verificar su correcto funcionamiento y que el nuevo perfil de tensiones sea el adecuado, de conformidad con lo establecido en la NTCSE.

¿Cuándo nos damos cuenta que se necesita un refuerzo de redes?, ésta pregunta es muy fácil de responder y se debe a lo siguiente, con la ayuda de los

Registradores de Tensión determinamos según el perfil de tensión obtenido cuales son las tensiones mínimas que recibe el cliente y cuales son las máximas, si las mínimas se encuentran por debajo de 200 voltios o el ancho de banda registrado es mayor a 20 voltios se necesita un refuerzo de red, este puede ser en el lado primario o secundario de la red, esto depende del ancho de banda obtenido (ver mediciones en anexo 5).

Los refuerzos son variados y dependen de la topología de la red, los proyectistas son los que determinan la solución óptima generalmente basándose en el aspecto económico (esto se verá con más detalle en el capítulo correspondiente).

Los datos solicitados para realizar el estudio de mejora son los niveles de Tensión en horas de máxima demanda en el Transformador de la Subestación, el plano de baja tensión con las mediciones puntuales de tensión hechas con el método del pinzado y el amperaje por cada llave del sistema particular de la Subestación asociada a la medición.

Instalación de Regulador de Tensión

Actualmente se viene realizando un estudio piloto con un Regulador de Tensión en el lado de baja tensión de una Subestación para ver su efecto sobre la red.

En el anexo 5 se ven ejemplos de estos tipos. Esta solución esta basada en la compensación reactiva de una llave del sistema particular con lo cual se descargará de energía reactiva de dicha llave, lo que conlleva a disminuir la corriente reactiva de dicha llave lo que repercute en una mejora del perfil de tensión de todos los clientes asociados a dicha llave.

Los Reguladores de Tensión en el nivel de baja tensión son condensadores que tienen un relé el cual opera al encontrar niveles de tensión según haya sido programado.

Los reguladores de tensión en 10 KV se vienen implementando desde el año 2002, para su puesta en servicio se considera el nivel de tensión y las tensiones máximas y mínimas en las cuales entra a operar, en el anexo 5 se adjunta la copia del Regulador que se viene utilizando así como un ejemplo de los resultados obtenidos en el alimentador CV07

Cabe considerar que después de realizado una acción correctiva, esta se convierte para futuras cronogramas de tensión como una acción preventiva.

CAPITULO VI

CALCULO DE LAS COMPENSACIONES POR DEFICIENCIAS EN LOS NIVELES DE TENSION

En este capítulo trataremos en forma sencilla con un ejemplo la forma de calcular el monto de compensación por concepto de Calidad de Producto referido a la Tensión.

En el año 2000 la Empresa Distribuidora cumpliendo la NTCSE pagó por compensación de Calidad de Producto el monto de US \$ 30 773.26, en el año 2001 la Empresa pagó US \$ 48 627.83 y el 2002 con la vigencia de la tercera etapa de aplicación de la NTCSE la Distribuidora pagó por este concepto US \$ 196 598.50

A continuación se muestra en las tablas el detalle de la compensación por años y su evolución desde el año 2000 al 2002.

AÑO 2000

MES	COLONIAL	PRECURSORES	PANAMERICANA	NORTE	EDELNOR
Enero	590.22	463.53	239.28	23.20	1316.23
Febrero	657.62	663.09	870.43	35.42	2226.56
Marzo	1215.17	539.96	1024.25	90.81	2870.18
Abril	1294.72	574.06	318.45	121.36	2308.60
Mayo	1678.16	746.14	239.24	97.90	2761.44
Junio	1267.39	851.41	226.25	117.93	2462.98
Julio	927.65	629.89	249.23	303.01	2109.78
Agosto	1318.83	930.04	251.83	117.08	2617.78
Septiembre	1504.27	938.54	322.25	176.10	2941.16
Octubre	1490.13	888.03	319.84	155.62	2853.61
Noviembre	1696.29	1004.98	343.95	118.85	3164.07
Diciembre	1545.99	1198.17	296.85	99.87	3140.88
TOTAL US \$	15186.44	9427.83	4701.84	1457.14	30773.26

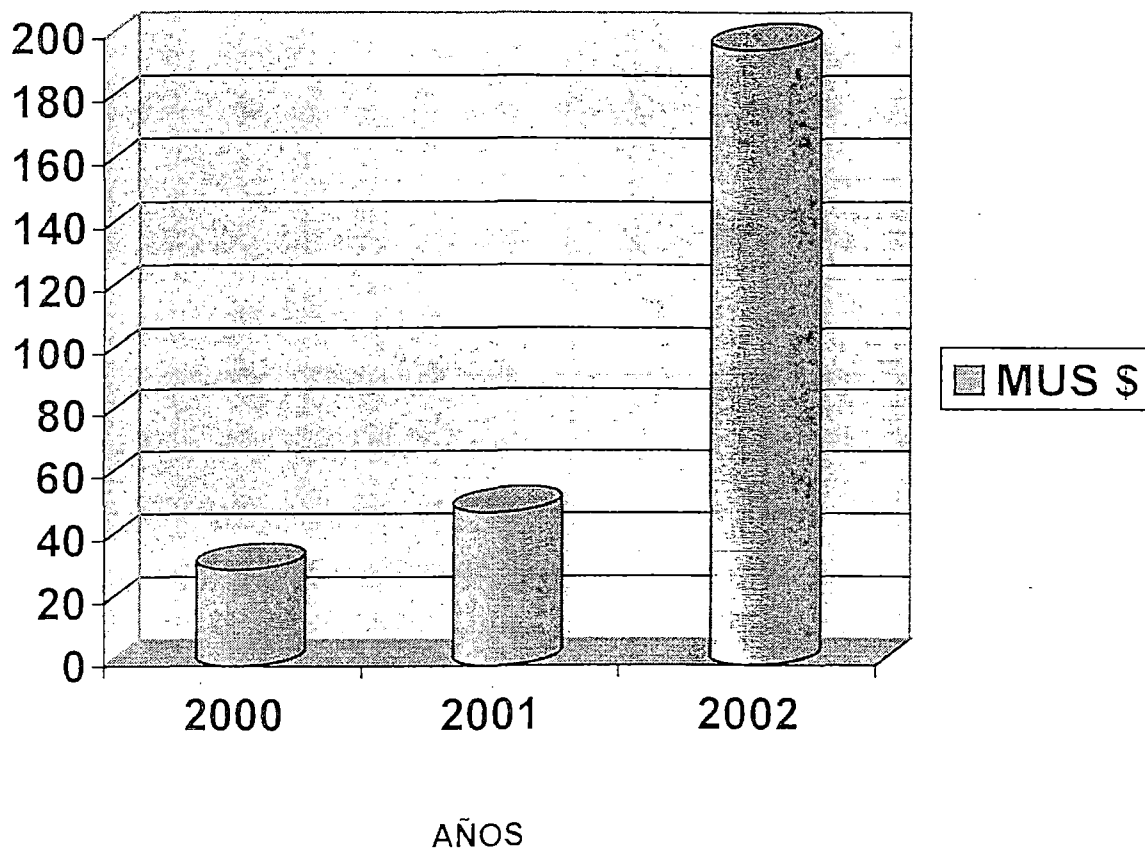
AÑO 2001

MES	COLONIAL	PRECURSORES	PANAMERICANA	NORTE	EDELNOR
Enero	1971.20	1361.78	316.42	101.97	3751.36
Febrero	1936.20	1263.23	335.28	58.81	3593.52
Marzo	2381.95	1209.47	347.49	48.15	3987.07
Abril	2341.55	1170.78	341.72	39.96	3894.01
Mayo	2384.80	968.24	364.36	42.91	3760.31
Junio	2543.29	979.28	476.63	41.46	4040.66
Julio	2631.89	1098.95	424.06	41.85	4196.76
Agosto	2567.86	1227.27	405.17	53.01	4253.31
Septiembre	3215.01	1268.15	421.77	63.38	4968.31
Octubre	2947.76	1164.93	338.92	107.47	4559.08
Noviembre	2441.09	937.62	331.13	78.32	3788.16
Diciembre	2441.85	995.35	323.33	74.75	3835.28
TOTAL US \$	29804.43	13645.06	4426.28	752.05	48627.83

AÑO 2002

MES	COLONIAL	PRECURSORES	PANAMERICANA	NORTE	EDELNOR
Enero	3912.35	1833.89	686.64	127.20	6560.08
Febrero	3931.62	2046.14	725.90	438.07	7141.73
Marzo	3668.75	1682.97	721.45	419.72	6492.89
Abril	8163.81	3226.76	1582.37	686.42	13659.36
Mayo	7650.57	3134.90	1563.71	626.76	12975.94
Junio	8027.28	3396.07	1587.36	224.23	13234.95
Julio	12802.80	5367.20	2661.10	341.60	21172.71
Agosto	13598.25	5911.47	2685.69	351.01	22546.42
Septiembre	16083.02	6028.94	2148.79	326.46	24587.20
Octubre	13411.64	5901.38	1908.83	351.60	21573.45
Noviembre	15358.50	6365.74	2056.47	378.57	24159.28
Diciembre	13981.55	6137.81	1920.14	454.99	22494.49
TOTAL US \$	120590.15	51033.28	20248.46	4726.62	196598.50

COMPENSACION AÑO 2000 – 2002



COMPENSACION CALIDAD DE PRODUCTO

La compensación se distribuye entre las cuatro sucursales técnicas operativas que tiene la Distribuidora, estas son, Panamericana, Colonial, Precursores y Norte.

Con el fin de controlar el monto de compensación mensual la Empresa Distribuidora esta orientando los montos de inversión a los suministros que tienen una compensación asociada elevada respecto de los otros, este es el caso del suministro 1659079, que es el que concentra mayor compensación en la Empresa donde trabajo, con un monto promedio mensual de US \$ 1 262.77

6.1 Criterios considerados

Los criterios considerados para el cálculo de las compensaciones son:

- El consumo mensual de energía de los clientes.
- El número de contingencias que hubiesen ocurrido durante el mes.
- La etapa de aplicación de la NTCSE.
- La desviación de tensión respecto de la señalada en la NTCSE.

6.2 Cálculo del monto total a compensar al suministro donde se efectuó la medición.

En este punto trataré de dar un ejemplo real de la compensación que se calculó para el suministro 513330, que fue seleccionado en marzo 2001 resultando válida penalizable.

Para el cálculo detallado de compensaciones correspondientes al cronograma EDN01032EDN1B0 (que fue remitido a OSINERG), utilizamos la fórmula establecida en la NTCSE:

$$C = \sum_p a \cdot A_p \cdot E_{(p)} \quad (6.1)$$

Donde :

EDN : Código establecido para la Empresa EDELNOR S.A.A.

01 : Año 2001

03 : Mes de Marzo

2 : Medición en Baja Tensión

EDN1 : Zona de distribución 1 de EDELNOR S.A.A.

B0 : Suministro básico seleccionado

a : Factor de compensación unitaria, depende de la etapa de la NTCSE

Ap : Factor de proporcionalidad, depende de la distribución de tensiones

Ep : Energía que consume el suministro

Para el cliente con número de suministro 513330 tenemos los siguientes datos:

Consumo para el mes de MARZO Suministro 513330 $E(p)$ (kW h) : 335

Factor de compensación unitaria **a**, segunda etapa: 0.01 US\$/kWh

Los registros del parámetro tensión, presenta dentro de la tabla del indicador $\Delta Vp(\%)$ presenta, la siguiente distribución, para definir el factor de proporcionalidad **Ap**:

<i>Indicador ΔVp (%)</i>	<i>Ap</i>	<i>Distribución de Registros fuera de Banda</i>
$5.0 < \Delta Vp (%) \leq 7.5$	1	283
$7.5 < \Delta Vp (%) \leq 10.0$	6	0
$10.0 < \Delta Vp (%) \leq 12.5$	12	0
$12.5 < \Delta Vp (%) \leq 15$	24	0
$15 < \Delta Vp (%) \leq 17.5$	48	0
$ \Delta Vp (%) > 17.5$	96	0

Luego procedemos a calcular la compensación para el cliente de la siguiente manera:

El consumo mensual del cliente lo llevamos a consumos para cada intervalo de medición (de 15 minutos):

Nº días mes: 31

Nº horas día: 24

Nº Intervalos de 15' en 1 hora: 4

Minutos de contingencia en el suministro: 33

Luego la energía por cada 15' es: $335 \cdot 15 / ((31 \cdot 24 \cdot 60) - (33)) = 0.11265048$

Del cuadro se observa que para 283 registros con desviaciones en la banda de 5.0 a 7.5 % corresponde el $Ap = 1$.

Reemplazando en la fórmula 6.1 tenemos:

Compensación: $(0.11265048 \cdot (283 \cdot 1) \cdot 0.01) \cong \text{US } \$ 0.3188$

En la tercera etapa con las modificaciones realizadas a la Norma y publicada el 17 de julio 2001, la compensación hubiese sido:

Indicador DVp (%)	Todo Servicio Ap	Red Sec. Rural Ap
5.0 < [DVp] <= 7.5	1	NA
7.5 < [DVp]	2 + ([DVp] - 7.5)	NA
7.5 < [DVp] <= 10.0	NA	1
10.0 < [DVp]	NA	2 + ([DVp] - 10.0)

Donde:

NA : No aplicable

Primer Trimestre 2002 $0.3188 * 5 * 0.3 = \$ 0.4782$

Segundo Trimestre 2002 $0.3188 * 5 * 0.6 = \$ 0.9564$

Julio 2002 hacia adelante $0.3188 * 5 * 1.0 = \$ 1.5940$

6.3 Cálculo de compensación a los suministros conectados a la misma llave del suministro del cliente medido.

La medición en el suministro 513330 penalizó por sobretensión, por lo que según se explicó en capítulo anterior se debe compensar a los clientes ubicados aguas arriba del suministro medido asociados a la misma llave, estos suministros son:

Cliente Bonificado	Consumo (KW h)	Bonificación (US \$)
106875	462	0.4396
512293	462	0.4396
513331	373	0.3549
516526	119	0.1132
1709494	295	0.2807
1791153	353	0.3359

El único valor que varía en la fórmula 6.1 es el valor de energía que registra cada suministro (consumo).

Por tanto la compensación total asociada a la medición penalizable del suministro 513330 será entonces \$ 2.2827 para el mes de marzo 2001.

A manera de ejemplo calcularemos la compensación asociada al suministro 197450 para el mes de julio del 2001 (el cual fue desmantelado por deuda el 27 de junio del 2001).

Tenemos Energía = 0 Kw h por lo que su compensación es US \$ 0; sin embargo tiene clientes asociados a dicha medición a los cuales les correspondió la siguiente compensación:

Suministro 151660

Energía = 103 Kw h

Minutos de contingencia = 0

Ap = 1329.63

a = 0.01

Reemplazando en la fórmula 6.1 tenemos:

Compensación: $103 * 15 / ((31 * 24 * 60) - 0) * 1329.627 * 0.01 = \text{US } \$ 0.46$

Para este mismo suministro la compensación en junio del 2001 fue:

Energía = 184 Kw h

Minutos de contingencia = 2

Ap :

<i>Indicador Δ Vp (%)</i>	<i>Ap</i>	<i>Distribución de Registros fuera de Banda</i>
$5.0 < \Delta Vp (\%) \leq 7.5$	1	185
$7.5 < \Delta Vp (\%) \leq 10.0$	6	115
$10.0 < \Delta Vp (\%) \leq 12.5$	12	95
$12.5 < \Delta Vp (\%) \leq 15$	24	30
$15 < \Delta Vp (\%) \leq 17.5$	48	3
$ \Delta Vp (\%) > 17.5$	96	0

$$Ap = 1 * 185 + 6 * 115 + 12 * 95 + 24 * 30 + 48 * 3 = 2879$$

$$a = 0.01$$

Reemplazando en la fórmula 6.1 tenemos:

$$\text{Compensación: } 184 * 15 / ((30 * 24 * 60) - 2) * 2879 * 0.01 = \text{US \$ } 1.84$$

La compensación final asociada a dicho suministro en junio 2001 fue de US \$ 11.31

Cliente Bonificado	Consumo (KWh)	Minutos Contingencia	Bonificación (US\$)
151660	184.00	2.00	1.84
197450	0.00	0.00	0.00
208055	203.00	2.00	2.03
245592	744.00	2.00	7.44

Y en julio 2001 la compensación asociada fue US \$ 4.68

Cliente Bonificado	Consumo (KWh)	Minutos Contingencia	Bonificación (US\$)
151660	103.00	0.00	0.46
197450	0.00	0.00	0.00
208055	205.00	170.00	0.92
245592	735.00	143.00	3.30

6.4 Cálculo de las compensaciones durante los meses donde no se levantó la mala calidad.

Según lo estipulado en la NTCSE y su Base Metodológica, una medición sigue en estado de válida penalizable y es sujeta de compensación por parte de la Empresa Distribuidora hasta que no se demuestre con una nueva medición realizada en el suministro originalmente medido que ya se realizaron los trabajos de mejora y la mala calidad ha sido superada.

Respecto de este último párrafo se han tenido algunos inconvenientes, los cuales han sido detallados en el capítulo 2.

El cálculo de la compensación se desarrolla igualmente al tratado en el punto 6.2, la única diferencia es en el tiempo de contingencias y en el valor de la energía de cada usuario que varía de mes a mes.

Seguiré con el mismo procedimiento para el suministro 513330 y calcularé la compensación del cliente medido y de los suministros asociados a la misma llave ubicados en el ramal de aguas arriba para el mes de abril 2001.

Consumo para el mes de ABRIL Suministro 513330 E(p) (kW h): 281

Factor de compensación unitaria a, segunda etapa: 0.01 US\$/kWh

Los registros del parámetro tensión, presenta dentro de la tabla del indicador $\Delta V_p(\%)$ presenta, la siguiente distribución, para definir el factor de proporcionalidad A_p :

<i>Indicador $\Delta V_p (\%)$</i>	<i>A_p</i>	<i>Distribución de Registros fuera de Banda</i>
$5.0 < \Delta V_p (\%) \leq 7.5$	1	283
$7.5 < \Delta V_p (\%) \leq 10.0$	6	0
$10.0 < \Delta V_p (\%) \leq 12.5$	12	0
$12.5 < \Delta V_p (\%) \leq 15$	24	0
$15 < \Delta V_p (\%) \leq 17.5$	48	0
$ \Delta V_p (\%) > 17.5$	96	0

Luego procedemos a calcular la compensación para el cliente de la siguiente manera:

El consumo mensual del cliente lo llevamos a consumos para cada intervalo de medición (de 15 minutos):

Nº días mes: 30

Nº horas día: 24

Nº Intervalos de 15' en 1 hora: 4

Minutos de contingencia en el suministro: 0

Luego la energía por cada 15' es: $281 \cdot 15 / ((30 \cdot 24 \cdot 60) - (0)) = 0.09756944$

Del cuadro se observa que para 283 registros con desviaciones en la banda de 5.0 a 7.5 % corresponde el $A_p = 1$.

Reemplazando en la fórmula tenemos:

Compensación: $(0.09756944 * (283 * 1) * 0.01) \cong \text{US } \$ 0.2761$

La compensación evaluando igualmente para los clientes asociados será :

Cliente Bonificado	Consumo (KW h)	Bonificación (US \$)
106875	406	0.3990
512293	380	0.3734
513331	316	0.3105
516526	25	0.0246
1709494	238	0.2339
1791153	325	0.3194

Por lo que el monto total de compensación asociado a la medición realizada al suministro 513330 en abril 2001 fue:

$0.2761 + 0.3990 + 0.3734 + 0.3105 + 0.0246 + 0.2339 + 0.3194 = \text{US } \$ 1.9369$

CAPITULO VII

COSTOS INVOLUCRADOS EN LA MEJORA DEL PERFIL DE TENSIÓN

En este capítulo se tratará de ver el monto de inversión que se requiere para la solución de las mediciones válidas penalizables (que son objeto de compensación mensual) y su implicancia en la toma de decisiones de la Distribuidora.

Este costo es variable y depende del tipo de solución que se plantee, la solución que involucra el menor gasto de inversión son aquellos casos en los que se necesita solo una maniobra en los primarios de los transformadores y los que involucran mayor gasto son los que involucran la realización de un proyecto que involucre el refuerzo de redes, puesta en servicio de nuevas Subestaciones o la adquisición de nuevos equipos eléctricos.

7.1 Inversión por mejoras de tensión con refuerzo o reforma de redes

Las inversiones que se dan en este rubro son diversas, algunos casos de bajo voltaje se pueden resolver instalando nuevas Subestaciones para descargar las redes existentes, esto quiere decir que una gran parte de suministros que se encuentran alimentados eléctricamente desde una Subestación pasan a ser clientes de la nueva Subestación, lo que permite mejorar el perfil de tensión: otros casos más complejos necesitan no solo la puesta en servicio de una nueva Subestación sino también el refuerzo de redes (que es el cambio de conductores antiguos por otros de mayor calibre), en algunas llaves del servicio particular o en todas las llaves de la Subestación con problemas de tensión, los casos más simples involucran cambio de conductores en pequeños tramos o en una sc.a llave, o el traslado de algunos clientes a una Subestación más cercana, no todas las mediciones válidas penalizables se resuelven de la misma forma, cada caso

tiene una solución particular debido a la topología de la red que depende también del nivel de tensión que se tiene en la red de media tensión.

En el cuadro adjunto se puede ver el costo de algunos trabajos involucrados en la solución de los suministros con bajo voltaje.

DESCRIPCION	COSTO (S/)
INSTALACION DE RECLOSER	47,941.00
TRASLADO DE REGULADOR DE TENSION SIN RECLOSER	15,157.00
INSTALACION REGULADOR DE TENSION SIN RECLOSER	95,275.00
SUBESTACION AEREA BIPOSTE CON TRAF0 DE 100 KVA	19,025.00

La política de la Empresa esta dirigida a la instalación de nuevas Subestaciones y nuevas redes pero solo del tipo aéreo generalmente, esto debido al control de pérdidas por hurto de energía que se realiza periódicamente por toda la zona de concesión de la Empresa.

En el cuadro se describe un equipo de protección denominado Recloser que es un dispositivo que ante cualquier falla a tierra desconecta el circuito eléctrico, espera el tiempo programado y vuelve a cerrar el circuito, de persistir la falla desconecta el circuito, para Normalizar se localiza la falla y se cierra el Recloser.

Algunos costos del año 2000 que involucran reforma de redes para mejorar la Calidad de Producto Tensión los podremos ver en el anexo 7.

7.2 Mejoras de tensión sin refuerzo de redes

- Las mejoras del perfil de tensión que actualmente se vienen realizando en la Empresa Distribuidora donde laboro son de carácter preventivo y/o correctivo

como la regulación de Subestaciones mediante el movimiento de los gradines de los transformadores, la instalación de reguladores de tensión.

A continuación detallamos cada una:

Movimiento de TAP

Están comprendidas todas las maniobras que se realizan al operar los gradines del Transformador de la Subestación objeto de medición, según lo estipulado en la NTCSE y su Base Metodológica solo se pueden operar los gradines en Subestaciones que no tengan clientes asociados objetos de medición en el cronograma respectivo del mes en curso.

Motivo por el cual se están realizando maniobras en Subestaciones donde se han realizado mediciones de “pinzado de colas” que no se encuentren dentro del cronograma del mes y/o después de finalizada una medición con resultado válida penalizable para subsanar esta y poder programarla en el cronograma del siguiente mes.

Según las mediciones obtenidas en campo con los métodos descritos en los capítulos anteriores, léase “mediciones de tensión en suministros finales” y/o “instalación de registradores en Subestaciones y suministros” ; con este pequeño estudio práctico y sencillo podemos predecir en que posición debemos colocar el TAP.

Como se puede apreciar en el siguiente cuadro tenemos varios datos de Subestaciones medidas.

ITEM	N° SED	EJECUTAD	FECHA	HORA	T.SED	HORA	T.MIN1	HORA	T.MIN2	DIF	F
1	00019S	COBRA	3/09/01	19:00	222.4	19:12	199.4	19:22	198.7	23.7	
2	00020S	COBRA	17/08/01	19:50	227.1	19:58	206.2	20:00	214.1	20.9	
3	00057S	COBRA	17/08/01	19:00	232.7	19:14	205.1	19:24	202.8	29.9	
4	00080S	COBRA	25/01/02	19:30	225.6	20:10	205.4	20:14	203	20.2	
5	00084S	COBRA	8/04/02	19:00	224	19:06	203.2	19:12	203.4	20.6	
6	00093S	COBRA	6/08/01	20:00	231.8	20:06	218.1	20:08	216.1	15.7	
7	00096S	COBRA	8/02/02	20:35	234.4	20:47	222	20:48	218.9	15.5	
8	00097S	COBRA	17/10/01	20:30	233.5	20:45	214.5	20:46	214.6	18.9	
9	00118S	COBRA	23/10/01	19:00	226.9	19:07	204.4	19:08	205.5	22.5	
10	00152S	COBRA	11/10/01	19:30	225.6	19:40	210.2	19:44	212.5	15.4	
11	00163S	COBRA	3/09/01	19:40	228.2	19:42	215.9	19:58	220	12.3	
12	00177S	COBRA	19/10/01	19:20	226.8	19:26	199.9	19:36	196.9	29.9	
13	00178S	COBRA	31/07/01	19:55	229.6	20:18	214.1	20:20	210.5	19	
14	00180S	COBRA	16/01/02	20:10	221.6	20:16	205.6	20:42	199.8	21.8	
15	00191S	COBRA	5/09/01	19:00	229.2	19:12	193.6	19:14	189	40.6	
16	00203S	COBRA	23/10/01	19:20	220.3	19:28	194.5	19:30	197	23.8	
17	00205S	COBRA	25/03/02	19:00	223.2	19:10	204.9	19:20	203.7	19.5	
18	00214S	COBRA	11/09/01	19:00	225	19:05	200.8	19:08	205.7	19.3	
		COLONIAL / PANAMERICANA	PRECURSORES								

En la primera Subestación 00019S podemos observar que la tensión registrada en barras de baja tensión del transformador en horas de máxima demanda (19:00 horas en este caso) tenemos registrado 222.4 voltios y se ha registrado un cliente en el extremo final de una llave una tensión de 198.7 voltios y el otro cliente que se encuentra en otro extremo final de otra llave tenemos 199.4 voltios lo que nos esta mostrando que esta Subestación tiene 23.7 voltios de caída de tensión, según la NTCSE este rango debe ser de solo 11 voltios, este caso es derivado al área de proyectos de la Empresa, motivo por el cual a esta Subestación no se le realizará ningún movimiento de TAP.

En la SED 00096S en cambio si se efectuará la maniobra para el movimiento de TAP debido a que se encuentra sobretensionada según podemos ver en los datos de campo en barra de baja del transformador se tiene 234.4 voltios y el cliente más desfavorecido tiene 218.9 voltios por lo que disminuyendo una posición el TAP mejoramos el perfil de tensión.

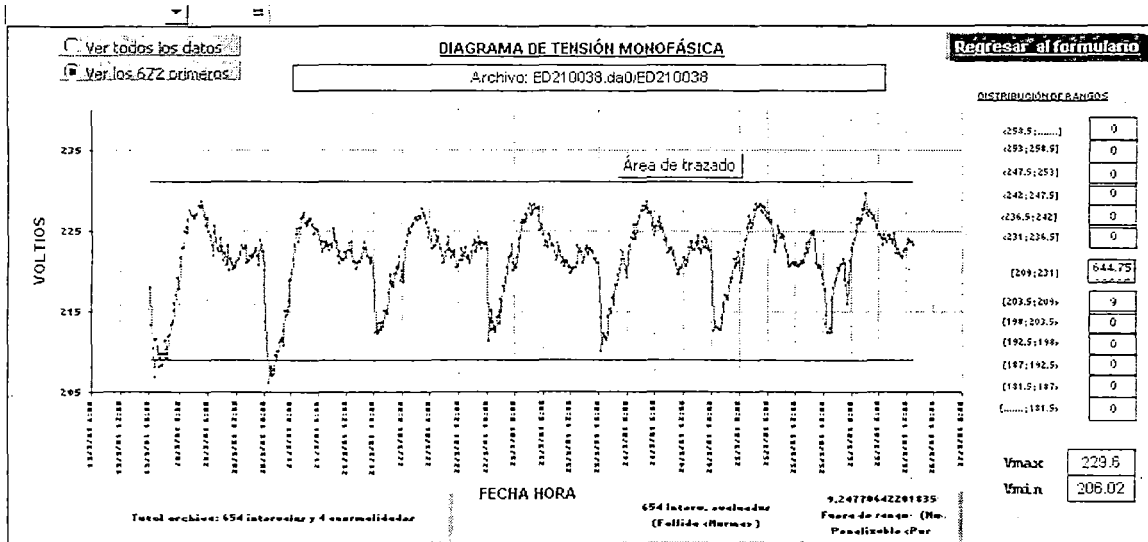
Regulador de Tensión BT

Este método se encuentra actualmente en estudio y se piensa implementar en algunas Subestaciones, ya que cada Subestación tiene una topología diferente, motivo por el cual sé esta viendo la forma en que se pueda utilizar de una mejor manera.

Este método consiste en descargar la energía reactiva de la red, con lo cual se esta mejorando los niveles de tensión, ya que como sabemos al disminuir la corriente reactiva, disminuye la corriente total y consecuentemente disminuimos la caída de tensión en la red.

Para esto se están probando condensadores de 80 KVAR los cuales entran en funcionamiento una vez que el relé instalado detecte valores de tensión que se encuentran dentro de los parámetros programados, por ejemplo entre 218 y 226 voltios, esto quiere decir que el banco entra en operación cuando detecte en la red valores de tensión menores que 218 voltios y deja de operar cuando detecte valores de tensión mayores a 226 voltios.

En la siguiente figura podemos observar el comportamiento de la tensión en un suministro ubicado al final de la llave de baja tensión, cuando entró en funcionamiento el banco de condensadores en esa llave, perteneciente a la Subestación 01436S de la sucursal Panamericana.



Se puede apreciar claramente que el tercer día, el perfil de tensión ha mejorado (aproximadamente se incrementó 5 voltios), logrando que cumpla lo estipulado en la NTCSE.

Se le ha denominado Regulador en Baja Tensión debido a que el banco de condensadores esta programado para trabajar en un rango de tensiones, como se explico brevemente al inicio, con esto controlamos el perfil de tensión sobretodo en horas de mínima demanda como es el horario de madrugada, logrando con esto mejorar el perfil de tensión en horas de máxima demanda y mantener estable la tensión en el resto del día.

Se ha probado este dispositivo en circuitos residenciales no obteniendo grandes logros, por lo que sé esta enfocando en las zonas comerciales (como el presente ejemplo) e industriales.

Otra ventaja inherente al uso de condensadores en la red de la Distribuidora es la disminución de la compra de energía reactiva.

7.3 Gasto por acciones preventivas

- **Con refuerzo de redes**

Este punto es el mismo que el tratado en el punto 7.1, en este ítem lo que se detallará es como se aprovecha para realizar algunas medidas correctivas con la solicitud de atención de nuevos suministros o solicitudes de ampliación de potencia contratada, estas solicitudes son presentadas por los usuarios en los centros de atención al cliente que posee para tal fin la Empresa Distribuidora, una vez ingresada dicha solicitud, esta es derivada a la sección correspondiente quien se encarga de evaluar en el campo la Subestación desde donde se le brinda energía o desde la cual podría brindársela al solicitante, después se verifica con los datos de mediciones que se tienen en dicha Subestación que esta no tenga problemas de tensión en la llave del servicio particular involucrada, de tenerla se verifica si es que existe algún suministro penalizable en esa llave para aprovechar dicha solicitud y poder realizar la reforma, si es que no hubiese ningún suministro que se encuentre compensando igualmente se realiza la reforma de red, con esto se previenen futuras compensaciones en lo que se refiere a tensión.

- **Sin refuerzo de redes**

En este punto se encuentran todas aquellas mediciones y/o acciones que se vienen realizando en la Distribuidora, los cuales son costos netamente operativos.

Una vez determinado la acción a seguir ya sea por cualquiera de los métodos señalados, los que originan regulación del perfil de tensión por movimiento de TAP, son solicitados al área de mantenimiento para su ejecución, posteriormente se realizan mediciones puntuales o con

registradores con los cuales vemos el nuevo perfil de tensión y dependiendo de ello programamos las remediones para las futuras campañas de medición (se mencionó anteriormente que este tipo de mediciones tienen asignado el identificador X).

Los costos involucrados en este rubro son los siguientes:

Por la maniobra de movimiento de TAP es de	S/. 46.53
Mediciones puntuales de tensión	S/. 5.64
Instalación de analizadores de red en Subestaciones	S/. 32.85
Instalación de analizadores de tensión en suministros	S/. 34.43

7.4 Costo de Equipos de Medición de Tensión

A continuación se detalla el costo de los Registradores de Tensión que se vienen utilizando en las campañas de medición.

Monofásicos

CAVA 251	\$ 485
ECAMEC 4R32/1P	\$ 737

Trifásicos

ECAMEC 4R32/3P	\$ 3 827.00
RPM	\$ 18 203.31
MEMOBOX	\$ 3 200.00

7.5 Inversión en software para procesamiento y análisis de las mediciones de campo

La inversión del Software para el procesamiento de las mediciones de tensión para el cumplimiento de la NTCSE se puede dividir en tres: Software de gestión. Software de los registradores y de aplicaciones. A continuación detallamos cada uno de ellos.

Software de Gestión

El Software de gestión que utilizamos en la Empresa recibe el nombre de “ Módulo de Tensión “ y cuyo manual lo podremos ver en el anexo 4.

Este sistema nos permite obtener el cálculo de compensaciones previas (nos ayuda a centralizar nuestras acciones sobre aquellos clientes que tengan compensaciones altas asociadas), compensaciones finales (las cuales son pagadas a los clientes en su recibo de luz), obtenemos reportes de los clientes que son sujetos de compensación, los cronogramas que son remitidos a OSINERG (el regular y el adicional), nos permite la asignación de medidores para los clientes y llevar el control de los mismos, permite ver las gráficas de tensión de todos los clientes a quienes se les haya realizado alguna medición, podemos asignar las fechas tentativas para las programaciones de los cronogramas, en el módulo se almacenan todas las mediciones (válidas, penalizables, fallidas).

En resumen nos permite realizar todo el trabajo de gestión, planificación y análisis. además de tener un control adecuado de las fechas de instalación y de la distribución de los registradores para futuras adquisiciones de los mismos, ya que por el mismo uso que tienen estos se deterioran.

Su desarrollo estuvo a cargo de la Empresa argentina TPS y la inversión realizada por la Distribuidora fue de MUS \$ 550

Software de los Registradores

Cada registrador tiene su propio software, el cual al ser adquirido por la Empresa viene con los derechos de uso correspondientes, cada software es diferente del otro por lo que la Empresa le solicitó al proveedor que adecue los archivos que se obtienen de los equipos a uno que el Módulo de Tensión lo pueda procesar.

Los registradores de tensión tienen por lo general un software de fácil uso, vienen en entorno Windows, el derecho de uso del software es entregado a OSINERG para que este pueda realizar la fiscalización con las mediciones que son remitidas por la Distribuidora.

Aplicaciones

Son pequeños programas realizados por el personal de la Distribuidora con la finalidad de procesar las mediciones originadas por reclamos y para control interno, lo que nos permite tomar las acciones correctivas con la anticipación debida, además nos apoyan para analizar el comportamiento de la red y poder enviar informes a las diversas áreas comerciales de la Empresa para responder las cartas de reclamo por tensión presentadas por los clientes en los centros de servicios y/o las mediciones solicitadas por OSINERG.

7.6 Gasto por las mediciones de Tensión en campo

El costo de las mediciones de Tensión que se realizan por concepto de Calidad de Producto son las siguientes:

Instalación de analizadores de red en Subestaciones	S/. 32.85
Instalación de analizadores de tensión en suministros	S/. 34.43
Por la maniobra de movimiento de TAP es de	S/. 46.53

Mediciones puntuales de tensión

S/ 5.64

El costo involucrado que tenemos por realizar el estudio de una Subestación en promedio comprende la medición de 12 suministros y una en barras de baja Tensión de la Subestación por lo que el costo promedio es de S/. 73.32.

Si la Subestación necesita que se realice maniobra para el movimiento de TAP el costo sería S/. 119.85

Si la Subestación necesita un estudio más detallado el costo obviamente aumenta dependiendo el número de mediciones con Registradores que sean necesarios realizar.

A Diciembre 2002 teníamos 1193 Subestaciones que tiene suministros válidos penalizables (objetos de compensación), siendo el monto total de compensación de MUS \$ 24.51, con una simple división vemos que las penalizaciones por mala Calidad de Producto por Subestación están en el orden de US \$ 20.55 (S/. 71.93) por lo que una acción predictiva significa un ahorro a largo plazo para la Empresa (aplicación del TAP óptimo).

Las mediciones que resultan penalizables y donde no se puede solucionar por un movimiento de TAP sino a través de un refuerzo de red no es rentable para la Distribuidora, ya que significan un gran gasto para poder solucionar compensaciones irrisorias en la mayoría de casos.

El gasto estimado por la Empresa para el levantamiento de la mala Calidad asciende a dos millones de dólares americanos y para levantar la mala Calidad existente asciende a un millón y medio de dólares americanos.

7.7 Ahorro con acciones preventivas

Con las acciones preventivas y/o correctivas que se vienen realizando según los diversos métodos y tipos de mediciones que son hechas en la Distribuidora, se ha podido obtener un ahorro considerable por el concepto de pago de compensaciones por deficiente nivel de tensión en toda la zona de Concesión.

Básicamente la regulación de Subestaciones es la que ha permitido obtener el ahorro, ya que en una Subestación regulada la probabilidad que se tenga una medición penalizable es baja.

En el siguiente cuadro se muestra el ahorro obtenido recuperado durante el año 2002, siguiendo el plan de regulación óptima de Subestaciones:

MES	Compensa (US \$)	Recuperado (US \$)	Compensaba Mensual (US \$)	Acumulado (US \$)
ENERO	47.85	201.13	248.98	201.13
FEBRERO	335.30	268.43	603.73	670.70
MARZO	139.55	413.43	552.98	1553.70
ABRIL	851.20	559.16	1410.36	5432.55
MAYO	143.46	189.00	332.46	7946.70
JUNIO	338.07	410.15	748.22	10871.00
JULIO	164.97	388.45	553.42	23380.63
AGOSTO	176.08	634.75	810.82	29277.66
SEPTIEMBRE	340.22	1083.76	1423.98	36258.46
OCTUBRE	1087.77	2625.07	3712.84	45864.33
NOVIEMBRE	1330.82	-749.87	580.95	54720.33
DICIEMBRE	281.44	874.67	1156.11	64451.00
TOTAL	5236.70	6898.14	12134.84	280628.17

Donde:

Compensa: es el monto que compensa después de realizados los trabajos de regulación de Subestaciones y/o refuerzos de red.

Recuperado: es el monto de compensaciones que se ha dejado de pagar.

Compensaba mensual: es el monto que la Distribuidora pagaba mensualmente a sus usuarios.

Acumulado: es el monto recuperado que se acumula mes a mes.

Como ejemplo para comprender mejor estas definiciones calcularemos el valor acumulado a Marzo 2002.

En Enero la Distribuidora hubiese pagado de no realizarse las acciones correctivas (movimiento de TAP, refuerzo de redes, otros) US \$ 248.98; sin embargo hubo algunas mediciones que si bien es cierto no se superó la Mala Calidad, si se disminuyó la compensación asociada por esto en dicho mes la Distribuidora solo pagó US \$ 47.85 con lo que tenemos que se recuperó US \$ 201.13.

Igualmente en febrero 2002 se recuperó US 268.43 y en marzo 2002 US \$ 413.43

El acumulado a marzo 2002 sería:

Acumulado = 3 * Enero + 2 * Febrero + Marzo

Acumulado = 3 * 201.13 + 2 * 268.43 + 1 * 413.43 = US \$ 1553.7

A Enero se le multiplica por tres debido a que al mes de Marzo se hubiese pagado compensación en Enero, Febrero y Marzo.

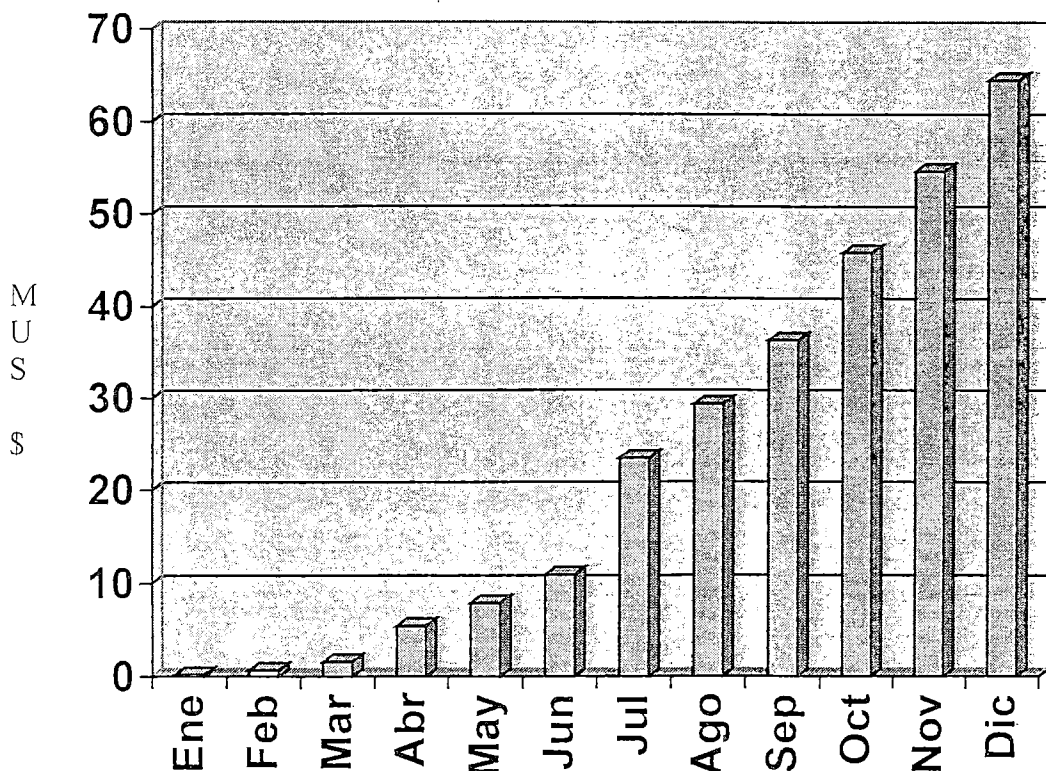
A Febrero se le multiplica por dos debido a que al mes de Marzo se hubiese pagado compensación en Febrero y Marzo.

A Marzo se le multiplica por uno debido a que al mes de Marzo se pagó solo su compensación.

En Enero 2002 entró en vigencia la aplicación de la tercera etapa de la NTCSE, donde se establece que a partir de enero 2002 el factor a debe ser multiplicado por 1.5, a partir de abril 2002 multiplicado por 3 y finalmente a partir de julio 2002 por 5.

Como se puede apreciar son MUS \$ 280.63 los que se han podido ahorrar por pago de compensaciones a los clientes por deficiente nivel de tensión durante el año 2002.

Distribución Compensación Acumulada 2002 (MUS \$)



CAPITULO VIII

OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS

En este Capítulo trataré en forma sencilla dar algunas sugerencias para el mejor desarrollo de la aplicación de la Norma Técnica y su Base Metodológica.

➤ **Causa de la Mala Calidad de Tensión**

La Mala Calidad de Tensión se debe principalmente a la falta de una política adecuada durante los primeros años de la privatización de las Empresas eléctricas orientadas a la mejora de las redes existentes, debido a que la política de la Empresa estaba orientada a cumplir lo establecido en su contrato con el gobierno peruano.

Otra de las causas de la Mala Calidad es que existen en operación transformadores con relación de transformación de 10/0.236 KV. los cuales no permiten obtener valores de tensión según lo estipulado en la Norma Técnica, además de una falta de comunicación estrecha entre las áreas involucradas en la mejora y regulación de las redes de la Distribuidora.

➤ **Adecuación a mediano y largo plazo de las instalaciones eléctricas de las Empresas de Distribución para la mejora del servicio y su adecuación a la NTCSE**

La mayoría de las mejoras en los niveles de tensión que se dan en la red eléctrica están asociadas a las reformas de red en las cuales se esta procediendo a cambiar cables de 10 o 16 mm² por cable de 70 mm² como mínimo, además se están aprovechando las nuevas solicitudes de suministros para poder realizar dichos cambios en algunos sectores, el otro método al cual se esta dando el impulso necesario para mejorar el perfil de tensión de

solamente algunas llaves es el uso de los Bancos de Condensadores los cuales funcionan en un margen de tensión establecido y disminuyen el uso de la energía reactiva.

- **Las mejoras realizadas con fuerte inversión de las Empresas Distribuidoras deben estar orientadas a mantener el servicio en óptimas condiciones por periodos no menores a 05 años.**

Las mejoras dadas por las Empresas están dadas mayormente por el cambio de los conductores los cuales son en su mayoría cables de 10 y 16 mm² por cables Normados de 70mm² , 120 mm² y 240mm².

Sección mm ²	FC < 0.75 Amperios
10	63
16	83
70	194
120	260
240	378

Con lo que tenemos que en un inicio la red estaba diseñada para soportar solo 63 amperios y actualmente puede soportar 194 amperios como mínimo lo que representa un aumento del 308%.

- **Propuestas de mejora a la NTCSE y a su BASE METODOLOGICA.**

Mediciones Alternativas de Suministros Desmantelados

En la Base Metodológica se contempla que las remediciones deben ser realizadas en el Suministro original sino no serán reconocidas por OSINERG, sin embargo en los Suministros desmantelados por deuda no existe una conexión para poder instalar el equipo por lo que una medición alternativa no debe ser desestimada por el ente fiscalizador (OSINERG), más aún cuando las mejoras adoptadas por la Empresa no solo están orientadas al suministro que tuvo una medición penalizable sino a todos los clientes asociados a dicha medición.

Se tuvo un caso mucho más particular aún en una de las campañas de medición que se vienen realizando, el suministro en el que se quería dejar de pagar compensación por Calidad de Producto era monofásico y se encontraba desmantelado debido a que el propietario había solicitado un nuevo suministro eléctrico el cual es trifásico, según la Norma solo puede ser elegido un alternativo del mismo tipo (monofásico o trifásico) y perteneciente a la misma llave de la Subestación sin embargo en dicha llave no existía ningún otro suministro monofásico ya que se trata de zona comercial por lo que se tuvo que recurrir a otra llave.

Estos casos deben ser considerados en la Base Metodológica como una excepción la cual debe ser demostrada por la Distribuidora e incluida en el informe que mensualmente se remite a OSINERG

Como lo que se trata de verificar con una medición es demostrar que el nivel de tensión ya se haya mejorado en esta circunstancia hubiese sido más expeditivo medir en dos fases de dicho suministro con lo cual se comprueba que la tensión ha sido corregida.

La Base Metodológica debería decir o especificar lo siguiente:

En caso de remediciones en Suministros desmantelados se procederá de la siguiente forma:

Si el Suministro se encuentra en un Banco de Medidores se escogerá como alternativo alguno de los que se encuentren en dicho Banco y que sea del mismo tipo de fase (monofásico o trifásico). Se seleccionará el Suministro más cercano que pertenezca a la misma llave eléctrica del Suministro desmantelado, en caso no exista otro Suministro del mismo tipo de fase en dicha llave se escogerá uno perteneciente a otra llave eléctrica de la misma Subestación de Distribución.

Zonas Inseguras y/o Peligrosas

La Norma debería decir en un acápite: "Las Empresas Distribuidoras señalarán mensualmente las zonas exceptuadas de mediciones de Tensión por considerar dichas zonas de riesgo inminente para su personal, para lo cual adjuntarán las Subestaciones y la cantidad de clientes comprendidas en dichas zonas.

OSINERG resolverá si efectivamente dichas zonas son exceptuadas comunicándolo a las Empresas como mínimo con diez (10) días antes de comenzar una nueva campaña, si no se emitiese dicho comunicado se sobreentenderá que dichas zonas son exceptuadas.

Adicionalmente semestralmente la Distribuidora presentará a OSINERG los cálculos teóricos que demuestren que los clientes finales de las Subestaciones de distribución comprendidas en estas zonas tienen un nivel de tensión según lo especificado en la NTCSE.

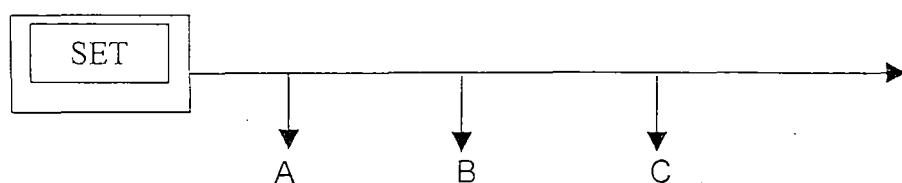
Mediciones Alternativas en Clientes de Media Tensión

La Norma Técnica y su Base Metodológica no contemplan las Mediciones Alternativas en los clientes de Media Tensión bajo ninguna circunstancia, sin embargo no se ha considerado los clientes que se encuentran conectados del

mismo punto eléctrico en Media Tensión, por lo que efectuar la medición en el cliente A es la misma que medir en el cliente B.

Para este caso de Mediciones Alternativas en Media Tensión se está considerando el supuesto que el cliente no tenga consumo asociado ya que su Empresa no se encuentra operando sin embargo mantiene su suministro porque cumple mensualmente con el pago mínimo por mantenimiento.

También existen suministros de Media Tensión con la tapa del medidor soldada o con una reja de protección, por lo que realizar la medición es dificultosa y además los clientes manifiestan su disconformidad al ver que desoldamos la tapa de su medidor por lo que se debe autorizar las Mediciones Alternativas en clientes de media tensión siempre y cuando pertenezcan a la misma Subestación o cuando se demuestre con el diagrama unifilar y con dos mediciones de respaldo que tanto el cliente de media más cercano al centro de transformación y el más alejado del mismo tengan el nivel de tensión exigido por la Norma y su Base Metodológica, como ejemplo podemos ver el siguiente diagrama:



Si la Distribuidora demuestra con mediciones que el cliente "A" y el cliente "C" tienen un perfil de tensión acorde con la Norma Técnica y su Base Metodológica, es obvio que el cliente "B" tenga el mismo comportamiento.

Este tipo de mediciones solo se efectuarán cuando se demuestre a OSINERG que no se puede llevar a cabo la medición en el cliente "B" por una causal proba o se demuestre que en la ubicación eléctrica del cliente "B" existe otro cliente donde se pueda efectuar la medición.

Otro punto no considerado es la medición de Clientes Alternativos debido a fallas en la red originadas por el mismo cliente, las Distribuidoras tienen muchos casos en los cuales los clientes de media tensión no realizan mantenimiento a sus redes particulares ni a sus instalaciones eléctricas motivo por el cual originan fallas en el sistema de distribución primario a la concesionaria la cual se ve en la obligación de suspender el servicio al cliente hasta que éste realice el mantenimiento de todo su sistema eléctrico.

En este punto surge una contradicción por una parte la NTCSE establece que no se debe suspender el servicio a ningún suministro que ha sido seleccionado como parte de la muestra mensual pero aplica sanciones por concepto de Calidad de Servicio, cuyos montos son significativamente mayores que los de Calidad de Producto además en el artículo 90 de la Ley de Concesiones Eléctricas se establece claramente lo siguiente: " Los Concesionarios podrán efectuar el corte inmediato del servicio, sin necesidad de aviso previo al usuario ni intervención de las autoridades competentes, en los siguientes casos..."; en el inciso c) establece el siguiente criterio " Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas; estando ellas bajo la administración de la Empresa, o sean instalaciones internas de propiedad del usuario".

Debe señalarse claramente que es lo que se haría en estos casos que a la fecha felizmente no se han presentado pero pueden darse en un futuro.

Sugeriría que el ente fiscalizador establezca esta excepción al NTCSE y su Base Metodológica y se pueda elegir aleatoriamente otro cliente ya sea del mismo alimentador u otro de la misma SET

Validación de Mediciones Alternativas

Si bien en la nueva Base Metodológica se incluye la autorización para realizar las mediciones en Clientes Alternativos de mediciones fallidas y de recuperación de penalizables OSINERG solo las acepta cuando la Empresa Distribuidora envía un comunicado a OSINERG dando cuenta de la imposibilidad de realizar la medición, declarando fallida dicha medición en esa campaña.

OSINERG se comunica con el cliente para poder llevar a cabo la medición el siguiente mes, de no poder convencerlo recién autoriza la medición en el Cliente Alternativo la que se cronograma el siguiente mes.

Lo que planteo es una manera de hacer más fácil la aplicación de la Norma y es la siguiente: Si el cliente no desea que se realice otra medición en su suministro la Empresa Distribuidora se debe comunicar con OSINERG dando cuenta del percance y del suministro alternativo en el que se ha instalado el registrador, si OSINERG convence al cliente y éste acepta una nueva instalación la Distribuidora deberá instalar el Registrador en el punto seleccionado, de lo contrario OSINERG autorizará la medición en el Cliente Alternativo seleccionado por la Distribuidora.

En el informe mensual que se remite a OSINERG la Distribuidora incluirá obligatoriamente este acontecimiento.

Con este procedimiento se evita la pérdida de tiempo innecesaria para llevar a cabo la medición, se evita la molestia a los clientes y se lleva un mejor control de las mediciones.

La otra forma en la que OSINERG debería autorizar las Mediciones Alternativas es cuando estas se realizan en Banco de Medidores ya que se trata del mismo punto eléctrico donde la medición de tensión es la misma, para esto la Distribuidora deberá remitir una foto del suministro en mención donde se aprecie este detalle y deberá también obligatoriamente incluirlo en su informe mensual.

Se debe tener en cuenta la validación de clientes en Media Tensión cuya suspensión del servicio se deba a fallas originadas en sus instalaciones eléctricas como se describió en el tema "Mediciones Alternativas en Clientes de Media Tensión".

Formato para atención de Reclamos relacionados con la Tensión de entrega

La NTCSE no contempla la forma en la cual las Empresas Distribuidoras deben llevar el control de los reclamos presentados por los usuarios del servicio eléctrico, para llevar este control en una forma detallada y que sea de fácil aplicación y fiscalización; anexo el siguiente cuadro el cual contiene entre sus campos los siguientes datos:

Número de usuario del cliente, motivo del reclamo, fecha de recepción del mismo, fecha de atención, fecha de respuesta al usuario, acciones tomadas para resolver el reclamo.

➤ Importancia de la promulgación de la NTCSE y su incidencia en los niveles de tensión

Desde la promulgación de la Norma Técnica las Empresas del sector eléctrico han venido invirtiendo fuertes cantidades de dinero con el objetivo de adecuar sus instalaciones a las exigencias de dicha Norma, hay algunos proyectos que por el tema de compensaciones se han vuelto rentables y han posibilitado en ellas la inversión.

En lo referente a Tensión se tiene el 80% de mediciones de las Subestaciones con las que cuenta la Empresa Distribuidora lo que ha permitido tomar las acciones pertinentes para regular los transformadores de las Subestaciones a lo permitido por la Norma.

Con la regulación de los transformadores de las Subestaciones se ha podido mejorar la calidad de servicio brindado tanto en Baja Tensión como en Media Tensión, se espera que a finales de este año no tener ningún cliente compensando por deficiencias de tensión.

La promulgación de la Norma también ha incidido en la política de mantenimiento de las Empresas por lo que las interrupciones programadas del sistema eléctrico han disminuido considerablemente.

➤ **Tiempo de almacenamiento de documentos de la medición**

Se sugiere que se debe establecer un lapso de tiempo durante el cual las Empresas eléctricas deberán almacenar los documentos que acrediten haberse realizado una medición de tensión ya sea como cumplimiento de la NTCSE o por atención de algún reclamo tales como: planillas de instalación y cargos de cartas entregadas a los clientes.

Esto debido a que con la constante variación de la topología de la red y de la carga, al ente fiscalizador (OSINERG) le sería dificultoso él poder fiscalizar una medición en especial que haya sido realizada por ejemplo hace cinco años. es por eso que sugiero 05 años como lapso para mantener dicha información.

CAPITULO IX

CONCLUSIONES

- OSINERG debe establecer un medio de comunicación por el cual cada cierto periodo de tiempo las personas interesadas y/o las Empresas involucradas puedan hacer sugerencias que sirvan para mejorar los procedimientos de trabajo.
- La promulgación de la NTCSE ha permitido orientar mejor las inversiones en aquellas zonas con deficientes niveles de tensión.
- Con la publicación de la NTCSE todos los usuarios del sector eléctrico nos hemos visto favorecidos al tener un servicio más confiable y continuo.
- Las Empresas Distribuidoras se han visto en la necesidad de adecuar sus instalaciones a las especificaciones de la NTCSE para evitar o disminuir el pago de compensaciones y/o multas.
- Validar las Mediciones Alternativas durante la misma campaña de medición siempre y cuando la Distribuidora demuestre al ente fiscalizador OSINERG, que dichas mediciones se encuentran dentro de los casos mencionados en el presente trabajo.
- OSINERG debe establecer la manera de atender los reclamos de tensión y los tiempos de solución si es que se comprueba una deficiente calidad de tensión.
- Considerar las zonas inseguras y/o peligrosas y su manera de verificar que los clientes comprendidos en dichas zonas reciban un servicio con buena calidad de tensión.

- OSINERG debe establecer el mecanismo para los casos de fuerza mayor que impidan la realización de las mediciones de tensión.
- OSINERG debe establecer el lapso de tiempo durante el cual las Empresas eléctricas deben almacenar la información referente a las mediciones de tensión.

BIBLIOGRAFIA

- Código Nacional de Electricidad.
- Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Norma Argentina.
- Norma Brasileña.
- Otros.

ANEXOS

ANEXO 1

- Copia de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)
- Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad para los Servicios Eléctricos.

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° 569, Ley del Poder Ejecutivo; y, por el inciso b) del Artículo 115° de la Constitución Política del Estado;

DECRETA:

Artículo 1°.- Apruébese 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 refundado 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 ARSULU
Presidente del Consejo de Ministros y
Ministro de Energía y Minas

NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

OBJETIVO

BASE LEGAL

ALCANCES

NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

TÍTULO PRIMERO

1. DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO SEGUNDO

2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

TÍTULO TERCERO

3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS

TÍTULO CUARTO

4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

TÍTULO QUINTO

5. CALIDAD DE PRODUCTO

- 5.1 TENSION
- 5.2 FRECUENCIA

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

TÍTULO SEXTO

6. CALIDAD DE SUMINISTRO

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

TÍTULO SETIMO

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
- 7.6 FACULTADES DE LA AUTORIDAD

TÍTULO 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 TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

I. OBJETIVO

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

II. BASE LEGAL

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

- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 6°, 56°, 96°, 183°, 201°, 239° y aquéllos que resulten aplicables.).

- Resolución Ministerial N° 406-96-EM/VME que aprueba la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas.

- Resolución Ministerial N° 366-96-EM/VME que aprueba la Escala de Multas y Penalizaciones 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° 001-96-EM/DGE que regula la resolución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

III. ALCANCES

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

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.

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

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

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 proveen 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 suministra;

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 el mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

TITULO QUINTO

5. CALIDAD DE PRODUCTO

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. Asimismo 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 éste efectúa 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 reclamos 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.

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 periodos mensuales, denominados "Periodos 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 Periodo de Control. A estos periodos se les denomina "Periodos de Medición".

5.0.3 En cada Periodo 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 periodos 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 ésta fuera el caso; y se siguen aplicando mensualmente hasta que se haya subsanado la falta y a través de un nuevo Periodo de Medición, se haya comprobado que la Calidad de Producto satisfaga 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:

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

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 periodo de medición.

5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellas suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma.

Las compensaciones se calculan, para el Periodo de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese periodo, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

Compensaciones Por Variaciones De Tensión - $\Sigma_n \cdot A_n \cdot E(p)$(Fórmula N° 2)

Donde:

- p.- Es un Intervalo de Medición en el que no violan las tolerancias en los niveles de tensión.
- n.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

Primera Etapa: $n=0.00$
 Segunda Etapa: $n=0.01$ US\$/kWh
 Tercera Etapa: $n=0.05$ US\$/kWh

A_n .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV (%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

Indicador	Tercer Servicio	Red Sec. Rural*
ΔV (%)	A_n	A_n
$5.0 < \Delta V \leq 7.5$	1	-
$7.5 < \Delta V \leq 10.0$	5	1
$10.0 < \Delta V \leq 12.5$	12	12
$12.5 < \Delta V \leq 15.0$	24	24
$15.0 < \Delta V \leq 17.5$	48	48
$ \Delta V > 17.5$	95	95

* 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 buses 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_s) entre la Media (f_m) 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_s (%) = $(f_s - f_n) / f_n \cdot 100\%$; (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:

$VSF = \sqrt{(1/1 \text{ minuto}) \int_0^{1 \text{ minuto}} f(t) dt - f_n}$; (expresada en: Hz)...(Fórmula N° 4)

$IVDF = \int_0^{24 \text{ horas}} (f(t) - f_n) dt$; (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_s (%)) : = 0.0 %.
- Variaciones Súbitas (VSF) : = 1.0 Hz.
- 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 no 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 - $\Sigma_q b \cdot B_q \cdot E(q)$(Fórmula N° 6)

Donde:

- q.- En 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_s (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 2

Δf_s (%)	B_q
$0.6 < \Delta f_s \leq 1.0$	1
$1.0 < \Delta f_s \leq 1.4$	10
$1.4 < \Delta f_s $	100

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

Compensaciones Por Variaciones Súbitas - $b' \cdot B'_m \cdot P'_m$(Fórmula N° 7)

Donde:

- b'.- Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia;

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

II.- 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
 $b'' = B_d \cdot P_d$ (Fórmula N° 8)

Donde:

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

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

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

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

Tabla N° 4

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

P_d .- 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 Continuo (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_n) definido de acuerdo a las Normas IEC.

b) Para ARMÓNICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).

Estos indicadores (P_n , V_i , THD) se evalúan separadamente para cada Intervalo de Medición de diez (10) minutos durante el Período de Medición de perturbaciones, que como mínimo será de siete (7) días calendario continuos.

5.3.3 Tolerancias:

n) Flicker.- El Índice de Severidad por Flicker (P_n) no debe superar la unidad ($P_n \leq 1$) en Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite: $P_n = 1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de iluminación 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 (2ª) y la cuarenta (40ª), ambas inclusive.

Tabla N° 5

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA V _i ' ó THD' (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Para tensiones mayores a: 60 kV	Para tensiones menores o iguales a: 60 kV
	(Armónicas impares no múltiplos de 3) 5: 2.0 / 6.0 7: 2.0 / 5.0 11: 1.5 / 3.5 13: 1.5 / 3.0 17: 1.0 / 2.0 19: 1.0 / 1.5 23: 0.7 / 1.5 25: 0.7 / 1.5 mayores de 25: 0.1 + 2.5/n / 0.2 + 2.5/n	
(Armónicas impares múltiplos de 3) 3: 1.5 / 5.0 9: 1.0 / 1.5 15: 0.3 / 0.3 21: 0.2 / 0.2 mayores de 21: 0.2 / 0.2		
(Pares) 2: 1.5 / 2.0 4: 1.0 / 1.0 6: 0.5 / 0.5 8: 0.2 / 0.5 10: 0.2 / 0.5 12: 0.2 / 0.2 mayores de 12: 0.2 / 0.5 THD: 3 / 5		

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

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

Donde:

V_i .- Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica "i" (para i=2 ... 40) expresada en Voltios.

V_N .- Es la tensión nominal del punto de medición expresada en Voltios.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias establecidas en este numeral, por un tiempo superior al 5% del Período de Medición. Cada tipo de perturbación se considera por separado.

5.3.4 Compensaciones por exceso de perturbaciones.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya

comprobando que la calidad de producto no antisfuce 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 = $\sum_r c \cdot C_r \cdot E(r)$ (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:

$$DPF(r) = P_n(r) - P_n$$

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

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

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

Compensaciones por Armónicas = $\sum_s d \cdot D_s \cdot E(s)$ (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:

$$DPA(s) = (THD(s) - THD) / THD + (1/3) \sum_{i=2,3,4,5} ((V_i(s) - V_i) / V_i) \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 12)}$$

(Sólo se consideran los términos positivos de esta expresión).

$$\text{Si: } DPA(s) \geq 1; D_s = 1$$

$$\text{Si: } DPA(s) < 1; D_s = DPA(s) \cdot DPA(s)$$

$E(s)$.- 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 16, 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.

6.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR

6.4.1 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.

6.4.2 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.

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

6.4.4 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.

6.4.5 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.

6.4.6 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.

6.4.7 Efectuar los cálculos de los indicadores de calidad y de ser el caso de las compensaciones respectivas.

6.4.8 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, Armónica 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 la deficiencia. Estas compensaciones deben efectuarse sin necesidad de previa solicitud de los Clientes; y no puede postergarse ni condicionarse la obligación de compensar a que se hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros al Suministrador. Se paga 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 respectivos 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, sufre a las interrupciones del servicio.

6.1.1 Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman como 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 averías de equipos de las instalaciones del Suministrador o de las instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, o por fallas de funcionamiento por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, se consideran las interrupciones totales de suministro eléctrico que son menores de tres (3) minutos ni sus relaciones con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y verificados como tales por la Autoridad.

6.1.3 Indicadores de la Calidad de Suministro.- La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes (2) indicadores que se calculan para Periodos de duración de un semestre.

6.1.3.1 Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

6.1.3.2 El número total de interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Periodo de Control de un semestre:

$N =$ Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones/semestre).

6.1.3.3 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 : $K = 0.5$
 - Otras : $K = 1.0$

*El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a mantenimiento o ampliación de redes, programadas oportunamente, y notificados 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 67° 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 67° 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 matemáticamente 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 = $c \cdot E \cdot ENS$(Fórmula N° 14)

Donde:

- c .- Es la compensación unitaria por incumplimiento con la Calidad de Suministro, cuyo valor es:
 - Primera Etapa: $c=0.00$
 - Segunda Etapa: $c=0.05$ US\$/kWh
 - Tercera Etapa: $c=0.95$ US\$/kWh
- E .- Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$E = 1 + (N - N')/N + (D - D')/D$(Fórmula N° 15)

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

ENS.- Es la Energía teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado, y se calcula de la siguiente manera:

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

Donde:

- ERS : Es la Energía Registrada en el Semestre.
- NHS : Es el Número de Horas del Semestre.
- $\sum d_i$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

6.1.9 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 no es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se calculan, en todos los casos, para cada Cliente.

6.1.10 Las mediciones para determinar el Numero de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por Cliente se llevan a cabo de la siguiente manera:

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

bajo que no regularan, 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 determinación del mes siguiente de concluido el período de Control Semestral. Estas compensaciones se deben realizar sin necesidad de...

provin 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 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 presenciarse cualquier actividad relacionada con la instalación o retiro de equipos, mediciones, captura, procesamiento de información, etc., relacionadas 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 Recibir 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 ad-

ditos 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: 50 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 está obligada a valorizar los consumos con la opción tarifaria solicitada por el Cliente dentro de un plazo máximo de veinte (20) días calendario desde que se presentó la solicitud de cambio, en caso de no requerirse otro equipo de medición; o dentro del plazo máximo de siete (7) días calendario después de cumplidas las condiciones a que está obligado el solicitante.

ii. Dentro de los siete (7) días calendario de recibida la solicitud, el Suministrador debe notificar al Cliente los requisitos que éste debe satisfacer para atender su solicitud.

iii. En casos de incumplimiento por parte del Suministrador, los consumos del Cliente son valorizados con los elementos existentes y presunciones que le resulten favorables.

iv. El Cliente tiene derecho a solicitar el cambio de su opción tarifaria una vez por año y el Suministrador está obligado a concederlo.

d) Reclamaciones por errores de medición/facturación

i. Presentada la reclamación por errores de facturación, el Suministrador está obligado a informar al reclamante sobre la solución de la misma, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario.

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, no rige por la Directiva 001-95-EM/DGEE aprobada por Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGEE 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 intermédico detallado, para los casos en los cuales no 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 noviembre 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;
- Contratación 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 cuenten 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 permite su seguimiento.

7.2.4 Penalidades. Los incumplimientos con penalización, 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:

Tabla N° 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	50
Con 10,001 a 100,000 Clientes	20
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 efectuada. 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 medición e 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 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 requiere.

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 diciembre 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 conveniente.

7.5.3 Presenciar la instalación y/o retiro de equipos.

7.5.4 Recabar in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador.

7.5.5 Verificar los resultados obtenidos.

7.5.6 Solicitar, en cualquier momento, información adicional relacionada con la calidad de Servicio Comercial a la Norma.

TITULO OCTAVO

8. CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

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 nivel de alumbramiento 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 en un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado Deficiente y es el Suministrador, y se define como:

$I(\%) = \frac{L}{L_T} \times 100$ (Fórmula N° 17)

cienta. 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 periodo de control, a través de las fórmulas que aparecen a continuación.

Compensaciones Por Alumbrado Público Deficiente - $g \cdot G \cdot EAP$ Fórmula 17 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 17 6

Indicador I(%)	G
$5.0 < \Delta V_v(\%) \leq 7.5$	1
$7.5 < \Delta V_v(\%) \leq 10.0$	2
$10.0 < \Delta V_v(\%) \leq 12.5$	3
$12.5 < \Delta V_v(\%) \leq 15.0$	4
$15.0 < \Delta V_v(\%) \leq 20.0$	8
$20.0 < \Delta V_v(\%) \leq 25.0$	16
$ \Delta V_v(\%) > 25.0$	40

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.

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, dando se muestra 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 acentre 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 respectivos 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 centralizadas de la respectiva empresa suministradora. 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 no haya subsistido una falta detectada en anteriores mediciones, éstas se considerarán como mediciones

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 la 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 no carece. Los reintegros o recuperos resultantes no 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.

Séptima.- En aquellos casos en los que no se tenga mediciones de la Energía E(x) entregada en condiciones de mala calidad, a un Cliente en baja tensión, durante un intervalo de medición x, ésta se evalúa del siguiente modo:

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

Donde:

ERM : Es la Energía Registrada en el Mes en consideración.

NIIM : 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 califica los servicios Urbano-Rurales y Rurales que se toman en cuenta en la Norma para el control de la Calidad de Producto y Suministro.

Décimo Primera.- Las disposiciones referentes a compensaciones por racionamiento e interrupciones, así como la Escala de Multas y Penalidades aprobada por Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME o la que la sustituya, permanecerá 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, previa estudio especializado, podrá variar mediante Resolución Ministerial, las tolerancias, el número de puntos de medición y las compensaciones unitarias establecidas en la presente norma.

8.4 El reintegro se efectuará a elección del Usuario:

- i) Mediante el descuento de unidades de energía en las facturas correspondientes a los meses siguientes a la fecha del Informe de Contrastación; o,
- ii) En efectivo en una sola cuota, dentro los treinta (30) días calendario siguientes; o,
- iii) La facturación siguiente al término del período de evaluación al que se refiere el numeral 8.3.

En cualquiera de los casos, se considerará la misma tasa de interés prevista en el artículo 176º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

9. Disposiciones Complementarias

9.1 Presentada la solicitud de Contrastación con motivo de una reclamación, el Concesionario no podrá condicionar la realización de la Contrastación al pago previo de la facturación materia de reclamo, conforme al artículo 14º del Decreto Legislativo Nº 716, Ley de Protección al Consumidor.

9.2 Para efectos de esta Norma, las empresas concesionarias y las empresas vinculadas económicamente a éstas, no podrán realizar la actividad de contrastación dentro de su zona de concesión.

9.3 El Concesionario deberá exhibir en los locales de atención al público la relación de los Contrastadores, los costos de los servicios de Contrastación en campo o laboratorio por cada Contrastador e informar los alcances de estos servicios, indicando las diferencias respectivas.

9.4 Por excepción, en zonas alejadas donde sea difícil la llegada de un Contrastador, la Contrastación la podrá efectuar el mismo Concesionario, previa autorización expresa del OSINERG, quien deberá pronunciarse dentro de los siete (7) días útiles de presentada la solicitud de autorización; caso contrario se dará por aceptada.

9.5 El Contrastador está obligado a cumplir con el Código Nacional de Electricidad, el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad y demás Normas aplicables; y, contar con el concurso de personal calificado que tenga experiencia no menor de dos (2) años en trabajos de contraste o similares bajo la conducción y responsabilidad de un ingeniero electricista o mecánico electricista, o un técnico electricista acreditado con diploma de un instituto superior tecnológico, ambos competentes en el tema.

9.6 El incumplimiento de los Concesionarios de las disposiciones contenidas en la presente Norma será sancionado por OSINERG aplicando las multas previstas en la escala de multas vigente del Subsector Electricidad.

00876

Sustituyen Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 por la Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
Nº 013-2003-EM/DM**

Lima, 14 de enero de 2003

CONSIDERANDO:

Que, en el numeral 8.1.1 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo Nº 020-97-EM, publicado el 11 de octubre de 1997, se establece que 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, publicada el 14 de octubre de 1996, o la que la sustituya;

Que, es necesario modificar y actualizar la mencionada Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas, aprobada por Resolución Ministerial Nº 405-96-EM/VME dado que entre otras razones, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece el

control de la calidad de alumbrado público, mediante mediciones masivas semestrales en vías públicas, para lo cual la norma de alumbrado público vigente no se adecua totalmente;

Que, asimismo, es necesario introducir directivas específicas sobre mantenimiento y operación de la red de alumbrado público, en particular respecto a la reposición de circuitos dañados y reemplazo de lámparas, postes y pastorales, entre otros, que redundan en beneficio de la seguridad ciudadana;

Que, el proyecto de Norma Técnica denominada "Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución" sustitutoria de la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996, ha sido prepublicada en la Página Web del Ministerio de Energía y Minas, para consulta pública, conforme a lo dispuesto en la Resolución Ministerial Nº 162-2001-EM/SG del 5 de abril de 2001, tomándose en cuenta algunas sugerencias y aportes recibidos;

De conformidad con el Decreto Legislativo Nº 560, Ley del Poder Ejecutivo; el inciso c) del Artículo 6º del Decreto Ley Nº 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas; y, el inciso f) del artículo 8º del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo Nº 027-93-EM;

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

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Sustitúyase la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996, aprobada por Resolución Ministerial Nº 405-96-EM/VME, por la "Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución" cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución, y que consta de ocho (8) Títulos, cuatro (4) Disposiciones Complementarias, una (1) Disposición Transitoria, dos (02) Disposiciones Finales y cuatro (4) Anexos.

Artículo 2º.- La presente Resolución Ministerial entrará en vigencia a partir del 1 de marzo del 2003, fecha a partir de la cual quedará abrogada la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996, aprobada por R.M. Nº 405-96-EM/VME.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JAIME QUIJANDRÍA SALMÓN
Ministro de Energía y Minas

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**

**NORMA TÉCNICA DGE
"ALUMBRADO DE VÍAS PÚBLICAS EN
ZONAS DE CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN"**

2002

Índice

- I. OBJETIVO
- II. BASE LEGAL
- III. ALCANCES
- IV. REGLAS DEL ALUMBRADO DE VÍAS PÚBLICAS

TÍTULO PRIMERO

1. DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO SEGUNDO

2. TIPOS DE ALUMBRADO

- 2.1. Tipos de alumbrado en vías de tránsito vehicular motorizado

TÍTULO TERCERO

3. ESTANDARES DE ALUMBRADO

- 3.1. Requerimiento para la puesta en coherencia de nuevas instalaciones
- 3.2. Requerimiento para el control de la calidad del alumbrado y reclamaciones de los usuarios
- 3.3. Alumbrado de zonas urbano rurales y rurales

TÍTULO CUARTO**4. ALUMBRADO DE ZONAS ESPECIALES**

- 4.1. Paso para peatones
- 4.2. Escaleras, rampas y gibas
- 4.3. Curvas
- 4.4. Intersecciones
- 4.5. Plazas, parques y plazuelas
- 4.6. Puentes
- 4.7. Túneles

TÍTULO QUINTO**5. SOBRE EL SERVICIO****TÍTULO SEXTO****6. MEDICIONES DE ALUMBRADO**

- 6.1. Realización de mediciones
- 6.2. Para la puesta en servicio de las instalaciones
- 6.3. Por actividades de fiscalización de la Autoridad
- 6.4. Por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- 6.5. Método
- 6.6. Equipo
- 6.7. Metodología en caso de encontrar dificultades para la medición

TÍTULO SÉTIMO**7. OBLIGACIONES DEL CONCESIONARIO****TÍTULO OCTAVO****8. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD****DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS****DISPOSICIONES TRANSITORIAS****DISPOSICIONES FINALES****ANEXO Nº 1 DEFINICIONES****ANEXO Nº 2 GUÍA DE MEDICIÓN****ANEXO Nº 3 PUBLICACIONES Y NORMAS A CONSULTAR****ANEXO Nº 4 DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE CONTROL DE DESLUMBRAMIENTO (G)****I. OBJETIVO**

La presente Norma tiene como objetivo establecer las exigencias lumínicas mínimas que deben cumplir las instalaciones de alumbrado de vías públicas desde su etapa de diseño; los estándares de calidad mínimos exigidos dentro del marco del cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, así como fijar las obligaciones de los suministradores de alumbrado de vías públicas y las facultades de la Autoridad para su correcta operación y oportuna reparación y mantenimiento. La presente Norma es de aplicación obligatoria dentro de la concesión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Para las instalaciones de alumbrado de vías públicas que se encuentren fuera de una concesión de distribución se emitirá una norma especial.

II. BASE LEGAL

- Decreto Ley Nº 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 94º);
- Decreto Supremo Nº 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 184º, 201º);
- Decreto Supremo Nº 020-97-EM - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y modificaciones;
- Directivas de OSINERG relacionadas al tema.
- Decreto Supremo Nº 004-95-MTC

III. ALCANCES

Cuando en el texto de la presente Norma se utilicen los términos "Norma" y "Autoridad", se debe entender que se refieren a la Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución y al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG - respectivamente.

La presente Norma es de aplicación obligatoria para la dotación del servicio de alumbrado de vías públicas para toda entidad que diseñe, opere o administre instalaciones de alumbrado eléctrico y provea el servicio en vías públicas sean de tránsito vehicular o peatonal, urbanas, urbano-rurales o rurales, áreas recreacionales y en zonas especiales.

Esta Norma no comprende el alumbrado de:

- Monumentos públicos, fachadas de edificios públicos y/o particulares.
- Alumbrado especial al interior de las plazas, parques, plazuelas y jardines (Glorietas, fuentes de agua, piletas, plataformas para representaciones artísticas y/o teatrales).
- Plazas, parques, plazuelas y jardines de propiedad privada.
- Campos deportivos.

Para el interior de las plazas, parques y plazuelas públicas, esta norma establecerá la relación W/m^2 mínima que deben cumplir las instalaciones de alumbrado público en su conjunto y que sean de responsabilidad del Concesionario.

En el caso de Centros Históricos y Áreas Monumentales, la municipalidad competente coordinará con el Concesionario la instalación de unidades de alumbrado público que no distorsionen la estética y arquitectura del lugar, de tal manera que se preserve el valor cultural.

IV. REGLAS DEL ALUMBRADO DE VÍAS PÚBLICAS**TÍTULO PRIMERO****1. DISPOSICIONES GENERALES**

1.1 De acuerdo con la norma aplicable, la clasificación de vías públicas, es realizada por las municipalidades provinciales en coordinación con las municipalidades distritales, Decreto Supremo 04-95 MTC. En el caso que no se efectuara la clasificación de la manera prevista, la efectuará el Concesionario en coordinación con la municipalidad respectiva, de acuerdo a lo establecido en la Tabla I de la presente Norma y con la aprobación de la Autoridad. El Concesionario que observa la clasificación efectuada por la municipalidad, podrá acudir a la Autoridad y sustentar sus observaciones. La Autoridad aprobará o desaprobará dichas observaciones. La Norma también establece el tipo de alumbrado que le corresponde a cada clase de vía, fija los niveles mínimos de alumbrado por tipo, establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de alumbrado y señala los procedimientos de supervisión del servicio:

- i) En la etapa de diseño y a la entrada en operación de las instalaciones nuevas de alumbrado;
- ii) A solicitud de la Autoridad; y,
- iii) Durante campañas de fiscalización de rutina.

Asimismo, establece las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio.

TÍTULO SEGUNDO**2. TIPOS DE ALUMBRADO**

A cada vía pública le corresponde un tipo de alumbrado específico que determina su nivel mínimo de alumbrado.

2.1 Tipos de alumbrado en vías de tránsito vehicular motorizado

El Concesionario solicitará a la municipalidad respectiva la clasificación de las vías para luego asignar el tipo de alumbrado que le corresponde, según la Tabla I. Si la municipalidad no hubiese clasificado sus vías, el Concesionario coordinará con la municipalidad para efectuar tal clasificación tomando como referencia lo establecido en la Tabla I, y asignará el tipo de alumbrado que le corresponde. El mismo criterio anterior se emplea para las vías regionales y subregionales que atraviesan la zona urbana. La Autoridad dará conformidad a la clasificación.

Los tipos de alumbrado se determinan de acuerdo al tipo de vía, bajo el criterio funcional conforme la Tabla I.

La identificación de los tipos de calzada se realizará de acuerdo al siguiente cuadro:

TABLA I

Tipos de alumbrado según la clasificación vial

Tipo de vía	Tipo de alumbrado	Función	Características del tránsito y la vía
Esoreasa	I	- Une zonas de alta generación de tránsito con alta fluidez - Accesibilidad a las áreas urbanas adyacentes mediante infraestructura especial (rampas)	- Fijo vehicular inintermitente. - Cruces a desnivel. - No se permite estacionamiento. - Alta velocidad de circulación, mayor a 60 km/h. - No se permite paraderos urbanos sobre la calzada principal. - No se permite vehículos de transporte urbano, salvo los casos que tengan vía especial.
Aritenal	II	- Une zonas de alta generación de tránsito con media o alta fluidez - Acceso a las zonas adyacentes mediante vías auxiliares.	- No se permite estacionamiento. - Alta y media velocidad de circulación, entre 60 y 30 km/h. - No se permiten paraderos urbanos sobre la calzada principal. - Volumen importante de vehículos de transporte público.
Colectora 1	II	Permite acceso a vías locales	- Vías que están ubicadas y/o atraviesan varios distritos. Se considera en esta categoría las vías principales de un distrito o zona central. - Generalmente tienen calzadas principales y auxiliares. - Circulan vehículos de transporte público.
Colectora 2	III	Permite acceso a vías locales	- Vías que están ubicadas entre 1 o 2 distritos. - Tienen 1 ó 2 calzadas principales pero no tienen calzadas auxiliares. - Circulan vehículos de transporte público.
Local Comercial	III	Permite el acceso al comercio local	- Los vehículos circulan a una velocidad máxima de 30 km/h. - Se permite estacionamiento. - No se permite vehículos de transporte público. - Flujo peatonal importante.
Local Residencial 1	IV	Permite acceso a las viviendas	- Vías con calzadas asfaltadas, veredas continuas y con flujo motorizado reducido. - Vías con calzadas asfaltadas pero sin veredas continuas y con flujo motorizado muy reducido o nulo.
Local Residencial 2	V	Permite acceso a las viviendas	- Vías con calzadas sin asfaltar. - Vías con calzadas asfaltadas, veredas continuas y con flujo motorizado muy reducido o nulo.
Vías peatonales	V	Permite el acceso a las viviendas y procederes mediante el tráfico peatonal	- Tráfico exclusivamente peatonal.

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

Para efectos de diseño, los proyectistas deberán tener presente la norma municipal vigente respecto al Sistema Vial Metropolitano.

Para proyectos en provincias, se deben considerar normas correspondientes.

En todo caso, el proyectista deberá coordinar con el concesionario y la municipalidad respectiva la viabilidad de construcción, estipulados en dichos dispositivos municipales.

TÍTULO TERCERO

3. ESTÁNDARES DE CALIDAD DE ALUMBRADO

Toda instalación de alumbrado público debe cumplir, como mínimo, con los niveles de alumbrado para tráfico motorizado, tráfico peatonal y áreas públicas recreacionales, desde la etapa de diseño como en el control de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la fiscalización por parte de la Autoridad y reclamaciones que pudieran realizar los usuarios.

3.1. Requerimiento para el diseño y la puesta en operación de nuevas instalaciones

Para las nuevas instalaciones, así como para su diseño de iluminación, se consideran en la superficie de la vía, los niveles de luminancia, iluminancia e índices de control de deslumbramiento establecidos en la Tabla II, de acuerdo al tipo de alumbrado que corresponde a la vía, conforme al numeral 2 de la presente Norma.

Tipo de superficie	Tipo de calzada
Revestimiento de concreto	Clara
Revestimiento de asfalto	Oscura
Superficies de tierra	Clara

TABLA II
Niveles de luminancia, iluminancia e índice de control de deslumbramiento

Tipo de alumbrado, revestimiento seco	Luminancia media (cd/m ²)	Iluminancia 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

En caso de vías exclusivamente peatonales, deberá considerarse un nivel de iluminancia media equivalente al tipo de alumbrado V.

3.1.1 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.

En ambos casos, se respetarán los valores que a continuación se señalan en las Tablas III y IV:

Tabla III
Uniformidad de luminancia

Tipo de alumbrado	Uniformidad longitudinal	Uniformidad media
I	≥ 0,70	≥ 0,40
II	≥ 0,65	≥ 0,40

Tabla IV
Uniformidad media de iluminancia

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

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

3.1.3 Los estándares de calidad fijados en las Tablas II, III y IV deben verificarse en el momento de la puesta en operación comercial de las nuevas instalaciones de alumbrado de vías públicas.

3.1.4 El control de calidad que se exija en los asentamientos humanos (AAHH) que se encuentren en cerros y cuyas vías no están afirmadas, o sea dificultoso el desplazamiento de vehículos rodantes, o la calzada presente ondulaciones, sólo será el parámetro iluminancia media para el tipo de vía que corresponde. Conforme vayan mejorando las vías, les será de aplicación la Tabla II.

3.2. Requerimiento para el control de la calidad del alumbrado y reclamaciones de los usuarios:

3.2.1 Los niveles mínimos de alumbrado para efecto del control de la calidad del alumbrado de vías públicas, para la aplicación de la NTCSE y reclamaciones de usuarios, son las que se indica en la Tabla II.

3.2.2 Todo cambio de color de la calzada obliga que la iluminación de esta se ajuste a los estándares vigentes que le corresponde.

3.3. Alumbrado de zonas urbano rurales y rurales

De acuerdo a la clasificación de OSINERG se considera zonas urbano-rurales aquellas que pertenecen al Sector de Distribución Típico 3 y zonas rurales aquellas que pertenecen al Sector de Distribución Típico 4.

Las zonas a iluminar se determinará de acuerdo a los puntos de iluminación resultantes según lo siguiente:

3.3.1 Se determina un consumo de energía mensual por alumbrado público de acuerdo a la fórmula:

$$CMAP = KALP \times NU$$

Donde:

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en KWh
 KALP : Factor de AP en KWh/usuario-mes
 NU : Número de usuarios

Los Factores KALP los determinará OSINERG de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla V
Factores KALP

Sector Típico - Segmento	Factor KALP
3 - Segmento A	8,7
3 - Segmento B	7,1
4	4,6

Los Factores KALP considerados en la Tabla V son los que determina OSINERG para efectos del cálculo del porcentaje de facturación de alumbrado público con respecto a la facturación total en los Sectores Típicos 3 y 4. Estos factores serán modificados por OSINERG.

El Sector Típico 3 - Segmento A corresponde a aquellos sistemas eléctricos con un consumo promedio mensual por usuario a nivel de baja tensión (sin considerar el consumo de AP), igual o mayor a 40 KWh, o un número de usuarios igual o mayor a 5000.

El Sector Típico 3 - Segmento B corresponde a aquellos sistemas eléctricos no comprendidos en el Sector Típico 3 - Segmento A.

3.3.2 El número de puntos de iluminación se determinará considerando una potencia promedio de lámpara de AP y el número de horas de servicio mensuales del AP (360 horas/mes). Se aplicará la siguiente fórmula:

$$PI = CMAP / (0,360 \times PPL)$$

Donde:

PI : Puntos de Iluminación
 CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en KWh
 PPL : Potencia nominal promedio de lámpara de AP en watt.

La potencia nominal promedio de la lámpara de AP comprende la potencia nominal de la lámpara más la potencia nominal de sus accesorios de encendido.

La distribución de los puntos de iluminación se realizará de acuerdo a las características de las zonas a iluminar según el siguiente orden de prioridad:

- i. Plazas principales o centro comunal de la localidad.
- ii. Vías públicas en el perímetro de las plazas principales.
- iii. Vías públicas importantes.
- iv. Áreas restantes de la localidad

Las lámparas utilizadas en estas zonas no deben tener un flujo luminoso menor de 3400 lúmenes por unidad de alumbrado público.

TÍTULO CUARTO

4. ALUMBRADO DE ZONAS ESPECIALES

4.1 Paso para peatones

4.1.1 Para lograr una clara distinción de los peatones en caso, aun sobre superficie mojada, se debe prestar atención especial a la formación de contrastes.

4.2 Escaleras, rampas y gibas

4.2.1 La iluminación horizontal sobre escalones de las escaleras no debe ser menor de 15 lux. Las rampas y gibas tendrán el nivel de iluminación de la vía que la contienen.

4.2.2 El alumbrado de escaleras debe permitir distinguir claramente cualquier obstáculo o irregularidad. En la medida de lo posible, cuando las escaleras están ubicadas en medio de viviendas, las luminarias no deben alumbrar directamente sus interiores.

4.2.3 Las gibas deben estar provistas de una instalación de alumbrado que proporcione una distribución uniforme y un apropiado control del deslumbramiento.

4.3 Curvas

4.3.1 En todo el trayecto de las curvas se respetarán los niveles mínimos de alumbrado de la vía.

4.3.2 En curvas con radios de curvatura iguales o menores a trescientos metros (300 m) y con anchos menores o iguales a ciento cincuenta por ciento (150%) de la altura de montaje de las luminarias, la disposición de las luminarias proveerá una guía visual inequívoca para los conductores.

4.3.3 Se puede ubicar luminarias en el borde interior, sólo cuando sea manifiestamente imposible o peligroso ubicarlas en el borde exterior, o cuando el ancho de la vía sea mayor en ciento cincuenta por ciento (150%) de la altura de montaje de las luminarias y se haga indispensable instalar luminarias adicionales a aquellas del borde exterior de la curva.

4.4 Intersecciones

4.4.1 En los tramos de vía superior e inferior de una intersección a desnivel, la disposición de las luminarias proveerá una guía visual inequívoca.

4.4.2 En estas zonas, ya sea una "T", "Y" o cualquier variación de éstas, el alumbrado público respectivo deberá permitir que los conductores de vehículos, vean con suficiente anticipación las intersecciones de las calles, y se percaten de los vehículos que circulan por éstas o estén estacionados, y a su vez los otros conductores de vehículos detecten la presencia de éste; así como las islas que pudiesen existir en la intersección o rutas. La guía visual debe ser inequívoca.

4.5. Plazas, parques y plazuelas

4.5.1. Las vías públicas que conforman el perímetro de una plaza, parque y plazuela deben tener el nivel de iluminación equivalente al de la calle de mayor iluminación. En casos especiales, el Concesionario podrá sustentar ante la Autoridad los niveles de iluminación de cada vía que circunda la plaza, parque y plazuela, que considere conveniente.

4.5.2. En el interior de las plazas, parques y plazuelas el Concesionario está obligado a instalar unidades de alumbrado en razón de 0,13 W/m² como mínimo. En aquellos casos que a la fecha de publicación de la Norma, existan unidades de alumbrado al interior de una plaza, parque o plazuela y que en su conjunto superen el valor mínimo de W/m² establecido en este numeral, deberán mantenerse y no ser sujeto de reducción.

4.5.3. Para efectos de la Norma, el término plaza, parque y plazuela engloba toda área de carácter no privado, a la que cualquier persona tiene acceso irrestricto las veinticuatro horas de todos los días del año. Salvo el caso en que por razones de seguridad y conservación de las instalaciones (mobiliarias) y jardines, exista la necesidad imperiosa de prohibir el ingreso a través de un control de guardiana o un sistema mecánico de seguridad en un determinado periodo del día. No comprende campos deportivos.

4.5.4. Los acuerdos suscritos entre la Municipalidad respectiva y el Concesionario sobre la instalación de unidades de alumbrado público especiales y cuyos niveles de iluminación superen los mínimos establecidos, comprenderán los aspectos relacionados con el consumo de energía, la operación, mantenimiento y reposición de unidades. La Municipalidad asumirá los costos del exceso de instalación, consumo de energía, operación, mantenimiento y reposición de unidades de alumbrado con respecto a los costos por estos mismos conceptos de unidades estándares o convencionales, que se reconoce como mínimo deben asumir los Concesionarios, según lo estipulado en el numeral 4.5.2. El Concesionario se encargará de velar para que la instalación del alumbrado público especial no afecte los estándares de iluminación establecidos para las vías adyacentes a las plazas, parques y plazuelas.

4.6. Puentes

Todos los puentes vehiculares ubicados dentro de, o adyacente a un radio de 100 m como máximo, del área electrificada, deben ser iluminados por el Concesionario, por ser parte de la vía pública.

En caso de puentes peatonales de acuerdo a sus características constructivas y tránsito peatonal, deberá evaluarse la necesidad de su iluminación (cuya iluminación no debe ser menor a 3 lux).

4.6.1 Puentes vehiculares cortos

Estos puentes deben tener los mismos niveles de iluminación que la vía a la que pertenecen, teniendo cuidado que la entrada, la salida de la estructura y los bordes de la trayectoria peatonal, sean claramente visibles.

4.6.2 Puentes vehiculares largos

El alumbrado de estos puentes debe cumplir con los requisitos siguientes:

a) El nivel de luminancia promedio debe corresponder al Tipo de Alumbrado más alto de la Vía que lo contiene, considerando el inicio y final del puente.

b) La ubicación de los postes conservará la simetría y estética en general del conjunto.

4.6.3 Si la forma del puente es la de una giba pronunciada, deben utilizarse lámparas y luminarias que eliminen el deslumbramiento hasta los valores permisibles comprendidos en la Norma.

4.7 Túneles

4.7.1 Siendo los túneles para tránsito motorizado parte de la vía, el alumbrado de los mismos proporcionará un grado de seguridad y confort no menor a aquellos que correspondan a las vías abiertas adyacentes al túnel, permitiendo que los vehículos circulen a la misma velocidad a la entrada, salida, y a través de éste. En tanto la Dirección no emita una norma sobre el particular, se tomará en cuenta los criterios y niveles de alumbrado contenidas en la publicación Guía para la iluminación de túneles y pasos a desnivel (CIE Nº 88: "Guide for the lighting of road tunnels and underpasses").

4.7.2 Las luminarias se deben instalar a la misma altura sobre la calzada y deben estar espaciadas equidistantemente para proveer una guía visual inequívoca. Los obstáculos o formas caprichosas que pudieran tener los túneles deben quedar claramente visibles a la distancia de detención de los vehículos para la velocidad de circulación fijada para la vía. Si la vía dentro del túnel es de doble sentido de tránsito, la berna central o la línea divisoria del sentido de tránsito debe quedar plenamente alumbrada.

TÍTULO QUINTO**5. SOBRE EL SERVICIO**

5.1 El alumbrado público, durante el período comprendido entre las 00:00 horas y las 24:00 horas, debe entrar en servicio cuando el nivel promedio de iluminancia media de luz natural sea, como mínimo, 10 lux en la superficie de la vía, y salir del servicio cuando dicho nivel sea, en promedio, como mínimo 30 lux.

5.2 Los suministradores están obligados a proveer este servicio en vías públicas y zonas especiales respetando los niveles mínimos de alumbrado establecidos en la norma.

5.3 El numeral 4.5.4 se hace extensivo a cualquier vía o zona especial.

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

5.5 Las luminarias utilizadas en un tramo de una vía que corresponde a un Tipo de alumbrado, deben ser preferentemente de las mismas características y tecnología para mantener uniformidad y estética.

5.6 La Autoridad determinará los plazos máximos en los que el Suministrador deberá subsanar las deficiencias que, por cualquier causa, afecte el servicio de alumbrado público.

5.7 Los postes, pastorales y luminarias deben conservar su verticalidad, alineamiento y orientación de diseño.

5.8 Previo aviso y sustentación ante la Autoridad, no están sujetas a evaluación las instalaciones de alumbrado público afectadas por catástrofes naturales por un lapso de tiempo que la Autoridad determine. La sustentación debe incluir el lapso propuesto por el Suministrador para la suspensión de la evaluación de sus instalaciones.

5.9 No son sujetos de evaluación las instalaciones de alumbrado público cuando éstas se encuentran en vías de construcción, durante el período que dure ésta y por el lapso de tiempo adicional que demande su adecuación a la nueva configuración de la vía. Este lapso de adecuación será aprobado por la Autoridad, previa solicitud y sustentación por parte del Concesionario. La sustentación debe incluir el período propuesto de adecuación.

5.10 Los Suministradores solicitarán a la Autoridad la aprobación del retiro definitivo y sin reemplazo de instalaciones de alumbrado existentes. La Autoridad determinará si procede el retiro luego de analizar los documentos sustentatorios.

5.11 En caso de existir alumbrado público deficiente por defecto de la instalación, será responsabilidad del Suministrador corregir esta deficiencia. Todo exceso de la calidad mínima de alumbrado público exigido en la Norma, será cubierto por quien lo solicite o instale.

TÍTULO SEXTO**6. MEDICIONES DE ALUMBRADO****6.1 Realización de mediciones**

Se realizan mediciones de alumbrado en los siguientes casos:

6.1.1 Para la puesta en servicio de instalaciones nuevas o remodeladas de alumbrado.

6.1.2 Por actividades de fiscalización de la Autoridad.

6.1.3 Por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

6.2 Para la puesta en servicio de instalaciones

6.2.1 Se debe realizar mediciones antes de la puesta en servicio en instalaciones de alumbrado nuevas y/o remodeladas, por una sola vez, para determinar si cumplen los niveles lumínicos comprendidos en la Norma, en todas las vías y zonas especiales comprendidas en el proyecto de construcción o remodelación.

6.3 Por actividades de fiscalización de la Autoridad

6.3.1 La Autoridad puede solicitar al Suministrador la realización de mediciones, cada vez que lo considere conveniente, para la verificación parcial o total de las exigencias establecidas en los Títulos Tercero, Cuarto y Quinto de la Norma, en una o más vías y/o zonas especiales del área donde, bajo responsabilidad, el Suministrador brinda el servicio de alumbrado.

6.4 Por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

6.4.1 Se realiza mediciones durante las actividades de fiscalización de rutina del servicio de alumbrado, de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. El tamaño de la muestra se define en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. La selección de la muestra será aleatoria, estratificada y proporcional al tipo de vía. Las mediciones que se realizan y sus exigencias son las que se indican en la Tabla V.

6.5 Método

6.5.1 Se recomienda tomar en cuenta la publicación CIE Nº 30-2 (TC-4.6) 1982 "Calculation and Measurement of luminance and illuminance in road lighting" actualizada y las recomendaciones de la guía de mediciones de la Norma para el procedimiento de medición y evaluación de los parámetros fotométricos.

6.5.2 En la Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos se

establecerá los casos donde no es posible efectuar una medición por aplicación de la NTCSE.

6.5.3 Se utilizará como método de medición una malla de quince (15) puntos por carril, para efectos de las mediciones correspondientes a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Para el caso de instalaciones nuevas y remodelaciones, en las pruebas de recepción de las mismas, se aplicará el método de medición de treinta (30) puntos por carril.

En aquellos casos en que los vanos a evaluar, correspondientes a las vías seleccionadas, tengan varias calzadas, la evaluación se realizará en cada calzada.

6.6 Equipo

6.6.1 Los instrumentos deben tener una precisión no menor a dos por ciento (2%) para mediciones de luminancia y de dos por ciento (2%) para mediciones de iluminancia.

6.7 Metodología en caso de encontrar dificultades para la medición

6.7.1 En los casos en que no fuera factible la medición de los niveles de luminancia ni de iluminancia, se procederá del siguiente modo:

a) Si la medición se realiza en aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE establece las condiciones a cumplir así como el procedimiento a seguir.

b) Si la medición se realiza para la recepción de la instalación o por acción de fiscalización, se calculará los niveles de alumbrado con el siguiente procedimiento:

- En el campo se verificará la operatividad de las luminarias; las características de la instalación (altura de montaje, altura de los pastorales, separación entre postes, tipo de luminaria, etc.) y su estado de mantenimiento.

- Luego se realizarán los cálculos teóricos, éstos deben ser aproximados a los métodos de cálculo disponibles en el mercado.

6.7.2 Las mediciones de alumbrado estipuladas en el numeral 6.1 no serán materia de cobro por ningún concepto de parte del municipio provincial, ni distrital a que corresponde la vía que se está evaluando.

TÍTULO SÉTIMO

7. OBLIGACIONES DEL CONCESIONARIO

7.1 Proveer el servicio de alumbrado público en todas las vías que de acuerdo a esta Norma, deben contar con dicho servicio.

7.2 Recategorizar las vías y zonas especiales que tienen bajo su responsabilidad, dos años antes de cada fijación de tarifas de distribución eléctrica, en caso que el municipio provincial no cumpla con el D.S. Nº 04-95 MTC, tal como se estipula en el numeral 1.1. Entregar a la autoridad el tipo de alumbrado asignado a cada vía o tramo de vía en su concesión. En caso que la Autoridad defina otro tipo de alumbrado, para determinada vía o tramo de vía, la evaluación de los niveles de alumbrado se debe efectuar en base al tipo de alumbrado indicado por la Autoridad. La ejecución de las obras de adecuación a la nueva categoría será acordada con la Autoridad.

7.3 Verificar por iniciativa propia el cumplimiento con los niveles mínimos de alumbrado en las vías públicas por cuyo servicio es responsable.

7.4 Implementar, mantener actualizada y poner a disposición de la autoridad, en cualquier oportunidad en que ésta lo solicite, la siguiente información:

- i) Energía y/o potencia activa total mensual registrada en suministros de alumbrado;
- ii) Energía y/o potencia activa facturada por alumbrado especial a las municipalidades;
- iii) Potencia, tipo y cantidad de lámparas instaladas en sus circuitos de alumbrado.

7.5 Registrar la fecha y hora de recepción y atención de las reclamaciones sobre el servicio de alumbrado público, indicando el motivo de la reclamación.

7.6 Poner a disposición de la autoridad los resultados de todas las mediciones, incluidas las más recientes, así como cualquier otra información relacionada con el alumbrado público, para lo cual deben acordar plazos.

7.7 Permitir el acceso a la Autoridad, o representantes de ésta, a presenciar cualquier actividad relacionada con la instalación, categorización, mantenimiento y medición del alumbrado público.

TÍTULO OCTAVO

8. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD

8.1 Disponer la modificación del tipo de alumbrado presentado por el suministrador en caso no se ajuste a la aplicación de lo indicado en la presente Norma. En caso que el Concesionario tenga discrepancias y observaciones a la clasificación efectuada por el municipio, la Autoridad después de aprobar o desaprobado estas observaciones determinará la Clasificación Vial.

8.2 Verificar los niveles mínimos de alumbrado de vías públicas.

8.3 Revisar la calificación de las localidades que deben contar con servicio de alumbrado público.

8.4 Fiscalizar los estudios y mediciones de categorización y/o recategorización de vías públicas.

8.5 Solicitar, de iniciativa propia, y a su costo mediciones de alumbrado público adicionales a las establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica, cuando lo considere pertinente. Los resultados de ésta no afecta a lo determinado por estas últimas referencias normativas. En caso de reclamaciones que para su atención requiera realizar mediciones, éstos serán asumidos por el Concesionario.

8.6 Solicitar, en cualquier momento, información relacionada con el alumbrado público y esta Norma.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera. Toda localidad que contó con instalaciones de alumbrado público durante la vigencia de la Norma DGE - 016 - T - 2 / 1996, debe continuar con este servicio en condiciones similares para las zonas urbanas y de acuerdo a lo estipulado en la presente norma para las zonas urbano rurales y rurales. Si el suministrador pretende modificar la instalación con fines de mejorar la eficiencia eléctrica del conjunto, deberá presentar a la autoridad el estudio correspondiente para su aprobación.

Segunda. Las localidades que en la actualidad cuentan con el servicio público de electricidad pero no con el servicio de alumbrado público pueden solicitar su calificación, directamente a la autoridad. De ser positiva, la entidad responsable del servicio de distribución de energía eléctrica en tales localidades debe dotarles de alumbrado en un plazo acordado con la autoridad, para lo cual en la etapa de diseño e instalación de la red de alumbrado público, se debe cumplir con lo estipulado en la Norma Técnica de Procedimientos de Proyectos y Obras de Sistemas de Distribución y Sistemas de Utilización en Media Tensión.

Tercera. Disponer que la Autoridad adecue las Bases Metodológicas para la aplicación de la NTCSE a la presente Norma, en un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de su publicación.

Cuarta. Mientras no se promulgue una normativa expresa que trate sobre el alumbrado público en zonas urbano-rurales y rurales ubicados fuera de la zona de concesión, se aplicará la presente Norma.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera. Todas las vías públicas y zonas especiales deben ser categorizadas, de acuerdo con lo establecido en esta Norma, dentro de los ciento ochenta (180) días calendario contados desde su publicación, sobre la base de la información que tengan disponible. Mientras no se haya concluido esta categorización, la clasificación de las vías, tipos de alumbrado y niveles mínimos establecidos por la norma DGE 016-T-2/1996 mantienen su vigencia para efectos de fiscalización.

DISPOSICIONES FINALES

Primera. Las reclamaciones sobre deficiencias del servicio de alumbrado público y sobre la incorrecta aplicación

de esta Norma, siguen el mismo procedimiento que las que se refieren al servicio público de electricidad.

Segunda. La Autoridad sanciona el incumplimiento de esta norma de acuerdo con la escala de penalidades y multas vigente.

ANEXO N° 1

DEFINICIONES

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.

2. Autoridad

Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG).

3. Candela (cd)

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

4. Candela por metro cuadrado (cd/m²)

Unidad de luminancia.

5. 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 su escalonamiento entre valores extremos muy diferentes, o como resultado de contrastes exagerados en el espacio y en el tiempo.

6. Dirección

Es la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

7. 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}).

8. Factor de uniformidad longitudinal de luminancia

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

9. 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.

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

10. Factor de uniformidad transversal de luminancia

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

11. 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.

12. Iluminancia

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

13. Iluminancia media

Es el promedio aritmético de todos los valores medidos de iluminancia en un tramo o vano.

14. 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° 4).

15. 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.

16. Jardín

Área verde de propiedad privada.

17. 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.

18. Luminancia media

Es el promedio aritmético de todos los valores de luminancia medidos en un tramo o vano.

19. Lux

Unidad de iluminancia.

20. Parque Metropolitano

Grandes espacios dedicados a la recreación pública, activa o pasiva, generalmente apoyados en características de reservas ecológicas, cuyas funciones y equipamientos se dirigen al servicio de la población de un área metropolitana.

21. Parques Locales:

Áreas libres de uso público generalmente recreacional.

22. Parques Zonales

Áreas importantes de recreación pública cuya función y equipamiento están destinadas a servir a la población de algún sector de la ciudad con servicios de recreación activa y pasiva.

23. Pasos peatonales

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

24. Plazas

Áreas libres de uso público para fines cívico y recreacionales.

25. Plazuelas

Pequeñas áreas libres de uso público con fines de recreación pasiva, generalmente acondicionada en una de las esquinas de la manzana, o como retiro, atrio o explanada.

26. Puentes vehiculares cortos

Son aquellos puentes vehiculares que tienen una longitud menor a sesenta metros (60 m).

27. Puentes vehiculares largos

Son aquellos puentes vehiculares que tienen una longitud igual o mayor a sesenta metros (60 m).

28. Suministrador

Es la entidad responsable de prestar el servicio de alumbrado, ya sea en una vía pública o zona especial.

29. Vano

Es la parte de la vía comprendida entre dos puntos luminosos ubicados longitudinalmente.

30. Vía y tramo de vía

Para efectos de la presente norma, se considera vía(s) al medio utilizado por vehículos y/o peatones para trasladarse de un sitio a otro dentro de la ciudad, pudiendo denominarse calle, avenida, pasaje, etc. Incluye además las intersecciones, cruces, puentes y túneles que le dan continuidad.

Se considera tramo(s) de vía a aquella parte de la vía que por sus características de tráfico le corresponde un mismo tipo de alumbrado.

31. 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.

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

33. 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 constante.

33. Vías locales comerciales

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

34. 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.

35. Vías Regionales

Son aquellas que unen grandes poblaciones, unen puertos y fronteras, forman parte del sistema nacional de carreteras y cruzan áreas urbanas. Hacia las áreas urbanas adyacentes a estas vías se tiene baja accesibilidad. Estas vías están relacionadas con vías de gran longitud.

36. Vías Subregionales

Son aquellas que unen ciudades y subregiones, cruzan áreas urbanas. Hacia las áreas urbanas adyacentes a estas vías se tiene baja accesibilidad. Estas vías están relacionadas con vías de menor longitud que las vías regionales.

ANEXO Nº 2

GUÍA DE MEDICIÓN

Índice

- 0 Introducción
- 1 Evaluación del vano seleccionado
- 2 Procedimiento de medición
- 3 Marcado de la vía
 - 3.1 Calzadas claras y oscuras
 - 3.2 Calzadas de tierra
 - 3.3 Calzadas de piedra
- 4 Malla de medición
 - 4.1 Vías rectas
 - 4.2 Vías curvas
 - 4.3 Casos especiales
 - 4.3.1 Intersecciones
 - 4.3.2 Cruces peatonales
 - 4.3.3 Pendientes
 - 4.3.4 Rampas
 - 4.3.5 Puentes peatonales
 - 4.4 Vías peatonales
 - 4.5 Plazas y ovalos
 - 4.5.1 Ovalos
 - 4.5.2 Plazas

5 Evaluación de luminancia

- 5.1 Área de evaluación
- 5.2 Ubicación del sensor
- 5.3 Ubicación del punto de observación
 - 5.3.1 Evaluación de la luminancia promedio de la vía y la uniformidad general
 - 5.3.2 Evaluación de la uniformidad longitudinal de la vía
- 5.4 Forma de señalización de los puntos
- 5.5 Cuidados en la medición

6 Evaluación de la iluminación

- 6.1 Área de evaluación
- 6.2 Ubicación del sensor
- 6.3 Ubicación del punto a medir
- 6.4 Cuidados en la medición

7 Cálculos

- 7.1 Luminancia promedio (\bar{L})
- 7.2 Uniformidad media (U_0)
- 7.3 Uniformidad longitudinal (U_L)
- 7.4 Iluminación promedio (\bar{E})
- 7.5 Relación de alcance (SR)
- 7.6 Incremento umbral

8 Casos en los cuales no es factible la medición

9 Capacitación del personal

10 Selección de los medios de medición

- 10.1 Medición de luminancia
- 10.2 Medidores fotométricos de iluminación

0 Introducción

La guía de medición de parámetros fotométricos es de carácter recomendatorio y define el método de medición que permitirá evaluar los parámetros establecidos en la Norma para los diferentes casos tratados con la excepción de la evaluación de los túneles.

El método de medición debe tomar en cuenta la publicación CIE Nº 30-2 (TC-4.6) 1982 "Calculation and measurement of luminance and illuminance in road lighting computer program for luminance, illuminance and glare".

La guía define la forma de evaluación de los vanos seleccionados por el sistema de muestreo definiéndose dos casos:

- a) Cuando el vano seleccionado es factible de ser medido.
- b) Cuando la medición no sea técnicamente apropiada o involucra mucho riesgo.

En el primer caso se definen los requisitos que debe reunir el vano a medir, la forma del marcado de la malla, la ejecución de las mediciones y el cálculo de los parámetros de calidad a partir de los datos obtenidos en las mediciones.

La guía incluye la evaluación de los casos especiales y de las vías peatonales, en ellas determina la forma de marcación del vano y los parámetros de calidad a ser evaluados.

En el segundo caso, se define la evaluación a partir de cálculos de cada uno de los parámetros de calidad por medios informáticos y de la verificación en campo de la operatividad de las unidades de alumbrado en el vano y de la configuración de la instalación.

1 Evaluación del vano seleccionado

Los vanos a ser medidos deberán reunir las siguientes características:

- a) No deben presentar obstáculos que obstruyan la distribución luminosa de las luminarias (árboles, automoviles estacionados, etc.).
- b) El recubrimiento de las calzadas no debe presentar ondulaciones (presencia de baches pronunciados) que

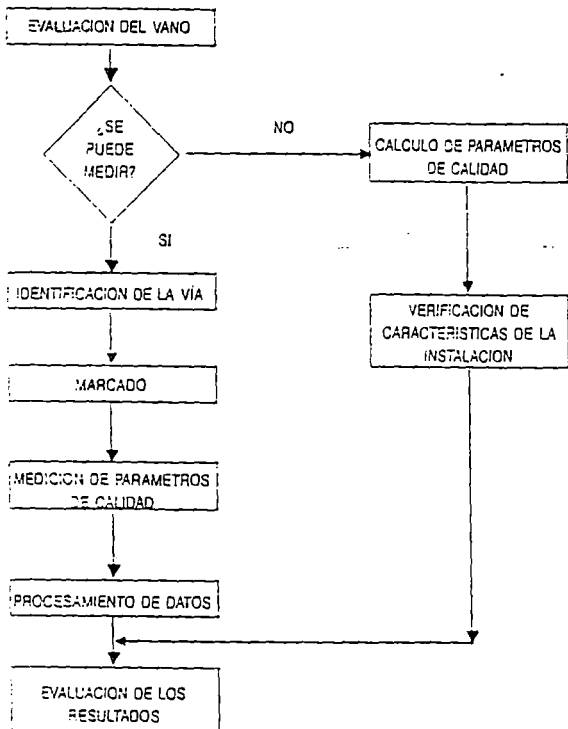
impidan la visualización de los puntos de medición o la horizontalidad del medidor de iluminación.

- c) No estar ubicados en las zonas calificadas como altamente peligrosas desde el punto de vista delincriminal.
- d) La calzada deberá estar seca.

Nota: No se realizarán mediciones en vías con superficie de tierra, cuando no esté claramente definido los límites de la calzada y la vereda.

2 Procedimiento de medición

En los casos en los cuales se efectuará las mediciones, el procedimiento de medición está descrito en el diagrama de flujo siguiente:



3 Marcado de la vía

El marcado de los puntos de medición en los tramos o vanos seleccionados dependerá del tipo de calzada para lograr una buena visualización durante las mediciones.

3.1 Calzadas claras y oscuras

El marcado de los puntos a medir en este tipo de calzada, se sugiere que se realice con tiza blanca.

3.2 Calzadas de tierra

El marcado de los puntos a medir en este tipo de calzadas se sugiere que se realice colocando pintura al agua en chisquetes. El color de la pintura debe ser tal que con el contraste con la calzada pueda ser visible por el operario y el espesor de la pintura debe ser tal que cuando caiga a la calzada no sea absorbida por la tierra.

3.3 Calzadas de piedra

El marcado de los puntos a medir en este tipo de calzada se sugiere que se realice con tiza blanca.

4 Malla de medición

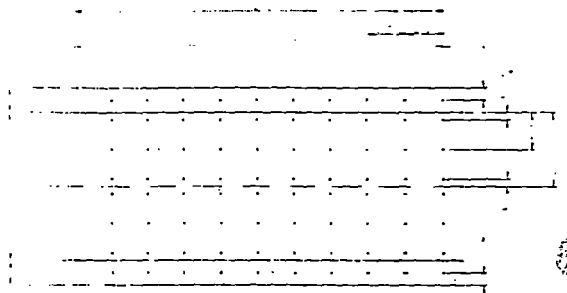
4.1 Vías rectas

El marcado de la vía será de treinta puntos por carril, distribuidos de la siguiente manera (ver figura 1):

- a) **A lo ancho del carril.**- Se ubicarán tres puntos de la siguiente manera, el primero a un décimo (1/10C) del ancho del carril, el segundo punto a un medio del ancho (1/2C) del carril y el tercer punto a nueve décimos (9/10C) del ancho del carril.

b) **A lo largo del vano.**- Se ubicarán diez puntos de la siguiente manera, el primero al inicio del vano (a la altura del poste inicial del vano), el segundo punto a un décimo (1/10L) de la distancia entre postes, el tercer punto a un quinto (1/5L) de la distancia entre postes y así sucesivamente hasta llegar al punto número diez, que estará ubicado a nueve décimos (9/10L) de la distancia entre postes.

Figura 1 Malla de medición de 30 puntos para tramos rectos

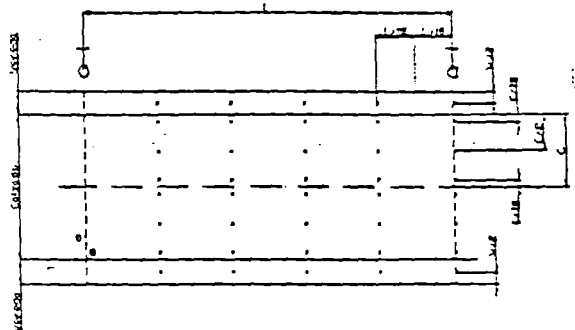


El marcado de la vía por el método de quince puntos por carril está distribuido de la siguiente manera (ver Figura 2):

- a) **A lo ancho del carril.**- Tres puntos ubicados, el primero a un décimo (1/10C) del ancho del carril, el segundo punto a un medio del ancho (1/2C) del carril y el tercer punto a nueve décimos (9/10C) del ancho del carril.

- b) **A lo largo del vano.**- Cinco puntos ubicados, el primero al inicio del vano (a la altura del poste inicial del vano), el segundo punto a un quinto (1/5L) de la distancia entre postes, el tercer punto a dos quintos (2/5L) de la distancia entre postes, el cuarto punto a tres quintos (3/5L) de la distancia entre postes, el quinto punto estará ubicado a cuatro quintos (4/5L) de la distancia entre postes.

Figura 2 Malla de medición de 15 puntos para tramos rectos



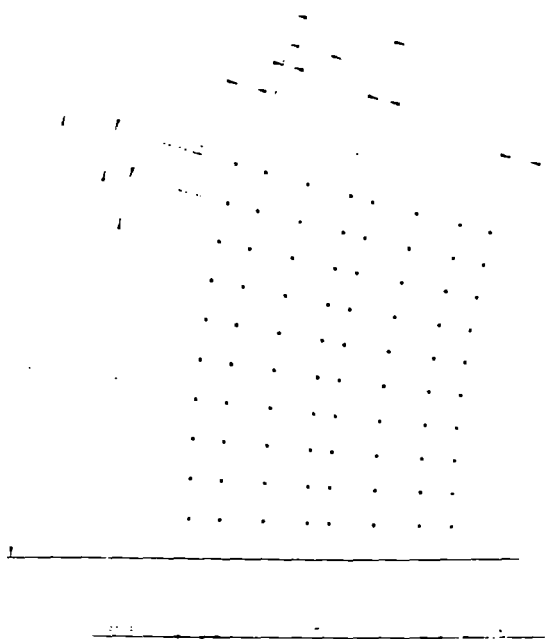
4.2 Vías curvas

El marcado de la vía será de treinta puntos por carril y están distribuidos de la siguiente manera (ver Figura 3):

- a) **A lo ancho del carril.**- Se ubicarán tres puntos de la siguiente manera, el primero a un décimo (1/10C) del ancho del carril, el segundo punto a un medio del ancho (1/2C) del carril y el tercer punto a nueve décimos (9/10C) del ancho del carril.

- b) **A lo largo del vano.**- Se ubicarán diez puntos de la siguiente manera, el primero al inicio del vano (a la altura del poste inicial del vano), el segundo punto a un décimo (1/10L) de la distancia entre postes, el tercer punto a un quinto (1/5L) de la distancia entre postes y así sucesivamente hasta llegar al punto número diez que estará ubicado a nueve décimos (9/10L) de la distancia entre postes.

Figura 3 Malla de medición de 30 puntos en tramos curvos

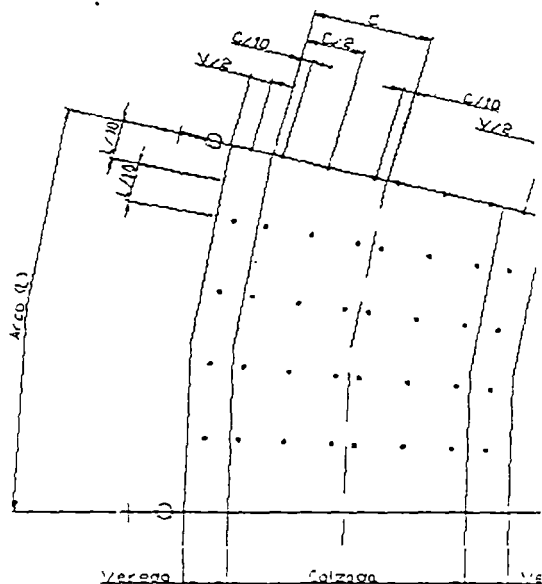


El marcado de la vía por el método de quince puntos por carril está distribuido de la siguiente manera (ver Figura 4):

a) **A lo ancho del carril.**- Tres puntos ubicados, el primero a un décimo ($1/10C$) del ancho del carril, el segundo punto a un medio del ancho ($1/2C$) del carril y el tercer punto a nueve décimos ($9/10C$) del ancho del carril.

b) **A lo largo del vano.**- Cinco puntos ubicados, el primero al inicio del vano (a la altura del poste inicial del vano), el segundo punto a un quinto ($1/5L$) de la distancia entre postes, el tercer punto a dos quintos ($2/5L$) de la distancia entre postes, el cuarto punto a tres quintos ($3/5L$) de la distancia entre postes, el quinto punto estará ubicado a cuatro quintos ($4/5L$) de la distancia entre postes.

Figura 4 Malla de medición de 15 puntos en tramos curvos



4.3 Casos especiales

Se considera casos especiales en el marcado para las mediciones a: intersecciones, rampas, pendientes, secciones de intercambio, plazas y cruces peatonales.

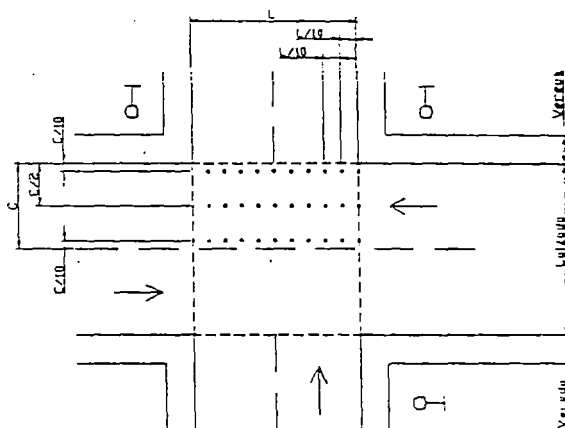
4.3.1 Intersecciones

El marcado de la intersección por el método de treinta puntos por carril será de la siguiente manera (ver figura 5):

a) **A lo ancho de la intersección.**- Se ubicarán tres puntos de la siguiente manera, el primero a un décimo ($1/10C$) del ancho de la intersección de la vía, el segundo punto a un medio del ancho ($1/2C$) de la intersección de la vía y el tercer punto a nueve décimos ($9/10C$) del ancho de la intersección de la vía.

b) **A lo largo de la intersección.**- Se ubicarán diez puntos de la siguiente manera, el primero al inicio de la intersección de la vía, el segundo punto a un décimo ($1/10L$) de la distancia del largo de la intersección de la vía, el tercer punto a un quinto ($1/5L$) de la distancia del largo de la intersección de la vía y así sucesivamente hasta llegar al punto número diez que estará ubicado a nueve décimos ($9/10L$) de la distancia del largo de la intersección de la vía.

Figura 5 Malla de medición de 30 puntos en intersecciones



El marcado de la vía por el método de quince puntos por carril está distribuido de la siguiente manera (ver Figura 6):

a) **A lo ancho de la intersección.**- Tres puntos ubicados, el primero a un décimo ($1/10C$) del ancho de la intersección de la vía, el segundo punto a un medio del ancho ($1/2C$) de la intersección de la vía y el tercer punto a nueve décimos ($9/10C$) del ancho de la intersección de la vía.

b) **A lo largo de la intersección.**- Cinco puntos ubicados, el primero al inicio de la intersección de la vía, el segundo punto a un quinto ($1/5L$) de la distancia del largo de la intersección de la vía, el tercer punto a dos quintos ($2/5L$) del largo de la intersección de la vía, el cuarto punto a tres quintos ($3/5L$) del largo de la intersección de la vía, el quinto punto estará ubicado a cuatro quintos ($4/5L$) del largo de la intersección de la vía.

Figura 6 Malla de medición de 15 puntos en intersecciones

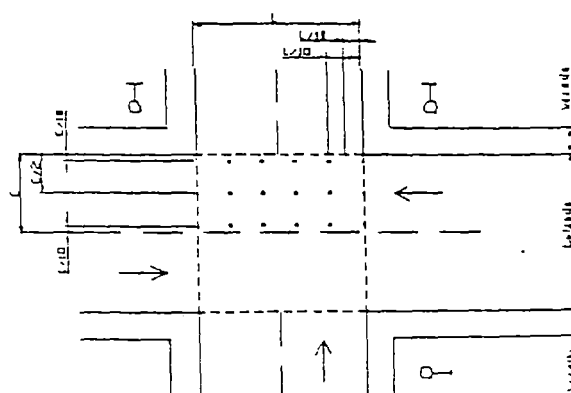


Figura 12 Malla de medición de 30 puntos entre dos postes en rampas

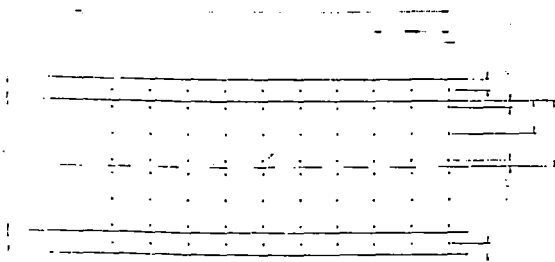
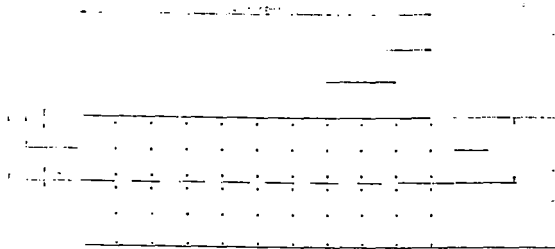


Figura 13 Malla de medición de 30 puntos en rampas

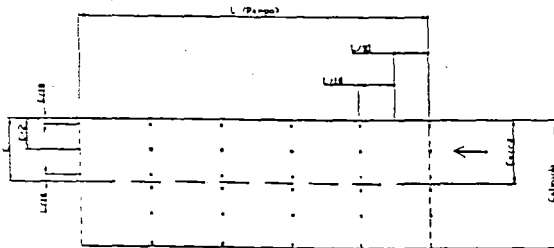


El marcado de la vía por el método de quince puntos por carril está distribuido de la siguiente manera (ver Figura 14):

a) **A lo ancho del carril.**- Tres puntos ubicados, el primero a un décimo ($1/10C$) del ancho del carril, el segundo punto a un medio del ancho ($1/2C$) del carril y el tercer punto a nueve décimos ($9/10C$) del ancho del carril.

b) **A lo largo del vano.**- Cinco puntos ubicados, el primero al inicio del vano (a la altura del poste inicial del vano), el segundo punto a un quinto ($1/5L$) de la distancia entre postes, el tercer punto a dos quintos ($2/5L$) de la distancia entre postes, el cuarto punto a tres quintos ($3/5L$) de la distancia entre postes, el quinto punto estará ubicado a cuatro quintos ($4/5L$) de la distancia entre postes.

Figura 14 Malla de medición de 15 puntos en rampas



4.3.5 Puentes peatonales

El marcado dependerá del ancho y del largo del puente peatonal.

4.3.5.1 Para puentes peatonales con un ancho menor a tres metros (3 m.) y de un largo menor o igual a cincuenta metros (50 m.) el marcado será de diez puntos y están distribuidos de la siguiente manera:

a) **A lo ancho.**- Un punto estará ubicado a la mitad del ancho del puente ($1/2C$).

b) **A lo largo.**- Se ubicarán diez puntos de la siguiente manera, el primero al inicio del puente (a la altura del inicio de la vía por donde transitarán los peatones), el segundo punto a un décimo ($1/10L$) de la distancia del largo del puente, el tercer punto a un quinto ($1/5L$) de la distancia del largo del puente y así sucesivamente hasta llegar al punto número diez que estará ubicado a nueve

décimos ($9/10L$) de la distancia del largo del puente.

La representación gráfica del marcado se puede apreciar en las Figura 15 y Figura 16.

Figura 15 Tramo de evaluación en puentes peatonales

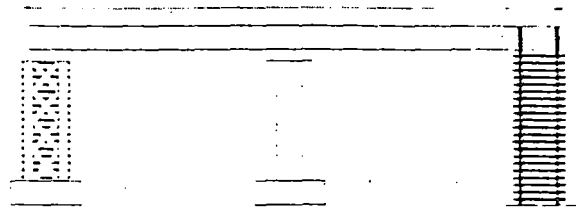
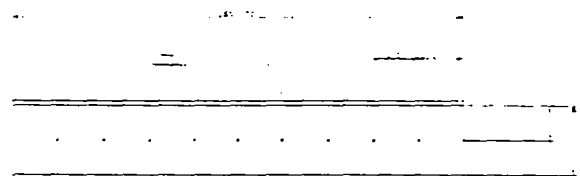


Figura 16 Malla de medición en puentes peatonales menores a 50 m y ancho menor a 3 m

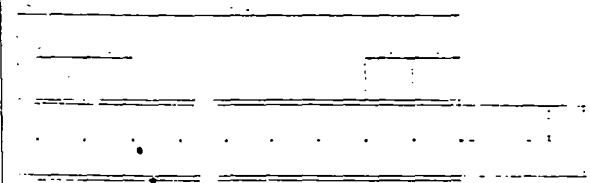


4.3.5.2 Para puentes peatonales con un ancho menor a tres metros (3m.) y de un largo mayor a cincuenta metros (50 m.) el marcado será de la siguiente manera (ver la figura 17):

a) **A lo ancho.**- Un punto se ubicará a la mitad del ancho del puente ($1/2C$).

b) **A lo largo.**- La cantidad de puntos ubicados será la distancia del largo del puente dividido entre cinco, el primero al inicio del puente (a la altura del inicio de la vía por donde transitan los peatones), el segundo punto a cinco metros de distancia del primer punto, el tercer punto a cinco metros de distancia del segundo punto y así sucesivamente hasta alcanzar la cantidad de puntos que se necesitan marcar.

Figura 17 Malla de medición en puentes peatonales mayores a 50 m y el ancho es menor a 3 m



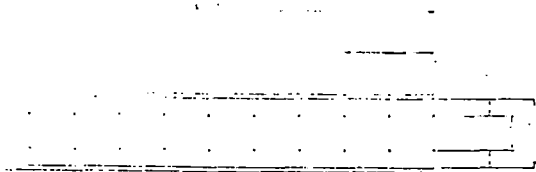
4.3.5.3 Para puentes peatonales con un ancho mayor o igual a tres metros (3 m.) y de un largo menor o igual a cincuenta metros (50 m.) el marcado será de diez puntos y están distribuidos de la siguiente manera:

a) **A lo ancho.**- Se ubicarán dos puntos de la siguiente manera, el primero a un cuarto ($1/4V$) del ancho del puente y el segundo punto a tres cuartos ($3/4V$) del ancho del puente.

b) **A lo largo.**- Se ubicarán diez puntos de la siguiente manera, el primero al inicio del puente (a la altura del inicio de la vía por donde transitarán los peatones), el segundo punto a un décimo ($1/10L$) de la distancia del largo del puente, el tercer punto a un quinto ($1/5L$) de la distancia del largo del puente y así sucesivamente hasta llegar al punto número diez que estará ubicado a nueve décimos ($9/10L$) de la distancia del largo del puente.

La representación gráfica del marcado se puede apreciar en la Figura 18.

Figura 18 Malla de medición para puentes menores a 50 m de longitud y ancho mayor a 3 m

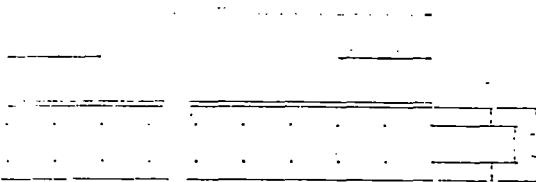


4.3.5.4 Para puentes peatonales con un ancho mayor o igual a tres metros (3 m.) y de un largo mayor a cincuenta metros (50 m.) el marcado será de la siguiente manera (ver figura 19):

a) **A lo ancho.**- Se ubicarán dos puntos de la siguiente manera, el primero a un cuarto ($1/4V$) del ancho del puente y el segundo punto a tres cuartos ($3/4V$) del ancho del puente.

b) **A lo largo.**- La cantidad de puntos ubicados será la distancia del largo del puente dividido entre cinco, el primero al inicio del puente (a la altura del inicio de la vía por donde transitan los peatones), el segundo punto a cinco metros de distancia del primer punto, el tercer punto a cinco metros (5 m.) de distancia del segundo punto y así sucesivamente hasta alcanzar la cantidad de puntos que se necesitan marcar.

Figura 19 Malla de medición en puentes peatonales con una longitud mayor a 50 m. y un ancho mayor a 3 m.



4.4 Vías peatonales

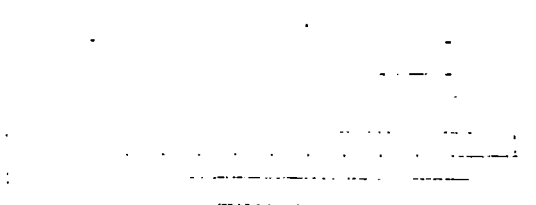
El marcado de los puntos en las aceras en el tramo o vano a medir dependerá del ancho de las mismas.

4.4.1 Para aceras con un ancho menor a tres metros (3 m.) en el tramo o vano a evaluar, el marcado será de diez puntos, que estarán distribuidos de la siguiente manera (ver figura 20):

a) **A lo ancho.**- Un punto estará ubicado a la mitad del ancho de la acera ($1/2V$).

b) **A lo largo.**- Se ubicarán diez puntos de la siguiente manera, el primero al inicio del vano, el segundo punto a un décimo ($1/10L$) de la distancia del largo del vano, el tercer punto a un quinto ($1/5L$) de la distancia del largo del vano y así sucesivamente hasta llegar al punto número diez que estará ubicado a nueve décimos ($9/10L$) de la distancia del largo vano a medir.

Figura 20 Malla de medición en las vías peatonales menores a 3 m

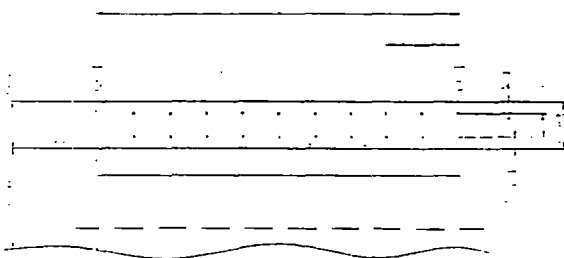


4.4.2 Para aceras con un ancho mayor o igual a tres metros (3 m.) en el tramo o vano a evaluar, el marcado será de veinte puntos que están distribuidos de la siguiente manera (ver figura 21):

a) **A lo ancho.**- Se ubicarán dos puntos de la siguiente manera, el primero a un cuarto ($1/4V$) del ancho de la acera y el segundo punto a tres cuartos ($3/4V$) del ancho de la acera.

b) **A lo largo.**- Se ubicarán diez puntos de la siguiente manera, el primero al inicio del vano, el segundo punto a un décimo ($1/10L$) de la distancia del largo de la acera, el tercer punto a un quinto ($1/5L$) de la distancia del largo de la acera y así sucesivamente hasta llegar al punto número diez que estará ubicado a nueve décimos ($9/10L$) de la distancia del largo del vano a medir.

Figura 21 Malla de medición en las vías peatonales de un ancho mayor de 3 m



4.5 Plazas y óvalos

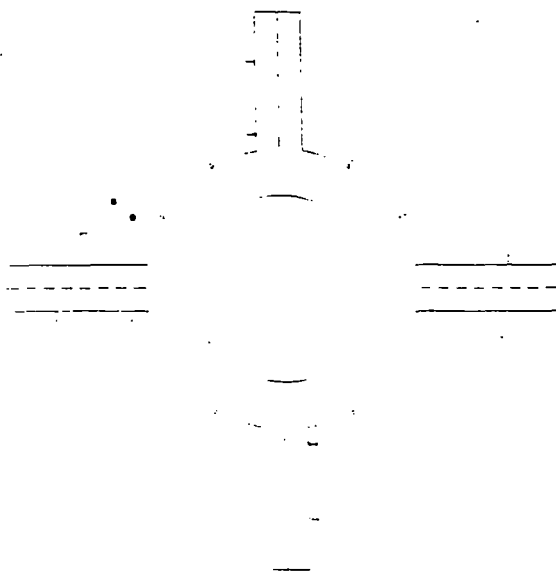
En la periferia de las plazas y óvalos la evaluación se efectuará según se indica seguidamente:

4.5.1. Óvalos

Se selecciona un vano de medición (ver figura), el número de puntos a medir y su distribución es similar a las vías curvas.

Adicionalmente se medirá la iluminación de cada una de las calles que convergen al óvalo; estas mediciones se efectuarán en los vanos que no sean próximos a la intersección.

Figura 22



4.5.2. Plazas (Forma rectangular)

Se seleccionará un vano en cada lado de la plaza, el cual no estará ubicado cerca de las intersecciones, el nu-

mero de puntos a medir y su distribución es similar a las vías rectas.

Adicionalmente se medirá la iluminación de cada una de las calles que convergen a la plaza; estas mediciones se efectuarán en los vanos que no sean próximos a la intersección.

5. Evaluación de luminancia

5.1 Área de evaluación

El área de evaluación de las mediciones será el tramo o vano seleccionado de la vía, teniendo en cuenta lo especificado en el punto dos de la guía.

5.2 Ubicación del sensor

El luminancímetro será colocado en un trípode a una altura de un metro y cincuenta centímetros (1,50 m.) con respecto del punto medio del lente visor hasta el suelo o calzada.

5.3 Ubicación del punto de observación

5.3.1 Evaluación de la luminancia promedio de la vía y la uniformidad general

El punto de observación será ubicado a un cuarto (1/4C) del ancho de la vía medida desde el lado del sentido de circulación del tráfico y a una distancia de sesenta metros (60 m.) de la primera línea de puntos marcados en el tramo o vano a medir.

Los valores medidos desde esta ubicación servirán para determinar la luminancia promedio y la uniformidad general.

La representación gráfica puede apreciarse en la Figura 23, Figura 24 y Figura 25.

Para la colocación del trípode sobre este punto se sugiere colocar una plomada en el borde del luminancímetro y que ésta coincida con el punto marcado sobre la calzada.

5.3.2 Evaluación de la uniformidad longitudinal de la vía

El punto de observación será ubicado en el eje del carril a evaluar y a una distancia de sesenta metros (60 m.) de la primera línea de puntos marcados en el tramo o vano a medir. Se efectuarán mediciones en el eje de cada carril.

La representación gráfica puede apreciarse en la Figura 23, Figura 24 y Figura 25.

Figura 23 Ubicación del luminancímetro en el tramo o vano seleccionado de acuerdo al sentido del tráfico

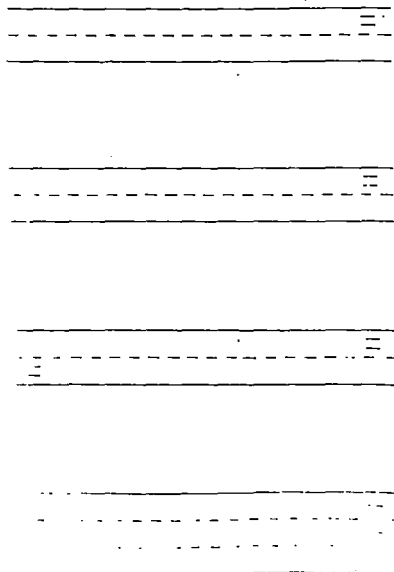


Figura 24 Ubicación del luminancímetro en el tramo o vano seleccionado de acuerdo al sentido del tráfico

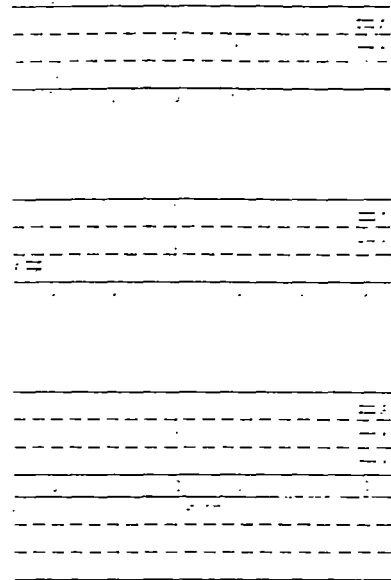
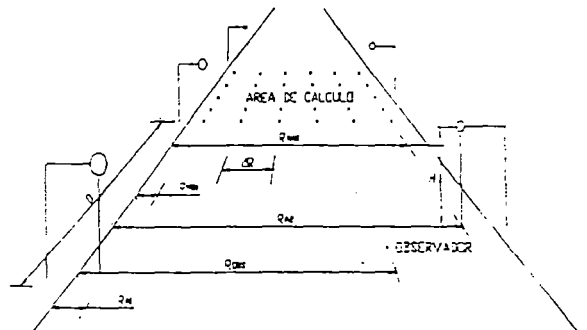


Figura 25 Ubicación del luminancímetro para la evaluación de la luminancia promedio de la calzada



5.4 Forma de señalización de los puntos

5.4.1 Para la señalización de los puntos a medir se sugiere que éstos sean alumbrados por una linterna.

5.4.2 La persona encargada de alumbrar cada uno de los puntos así como la persona encargada de realizar las lecturas en el luminancímetro deben de contar con radios de transmisión para estar en continuo contacto durante las mediciones.

5.4.3 La persona que realiza la medición debe tener un asistente para las anotaciones de las mediciones obtenidas en el campo.

5.4.4 La persona encargada del marcado de cada uno de los puntos durante la medición, deberá alumbrar con la linterna el punto a medir.

5.4.5 Una vez enfocado este punto por la persona que realiza la medición, ésta por radio le indicará que apague la linterna, que se retire del punto a medir y procederá a realizar la lectura del punto en el luminancímetro.

5.4.6 El asistente anotará el resultado de la lectura cada por la persona que realiza la medición en el luminancímetro.

5.4.7 De esta manera se procederá a medir todos los puntos marcados en el tramo o vano.

5.5 Cuidados en la medición

5.5.1 Antes de empezar a realizar las mediciones la persona encargada de realizar las lecturas en el luminancímetro, debe calibrar este medio de medición de acuerdo a su manual de funcionamiento.

5.5.2 Durante la medición, la persona encargada de marcar el punto debe de retirarse lo necesario para no crear

somora alguna sobre el punto a medir ya que esto distorsionaria la lectura obtenida en el luminancímetro.

5.5.3 Durante la medición, la persona encargada de manejar el luminancímetro debe focalizar el punto lo más exacto posible para minimizar los errores en las lecturas.

6 Evaluación de la iluminación

6.1 Área de evaluación

El área de evaluación de las mediciones será el tramo o vano seleccionado de la vía, teniendo en cuenta lo especificado en el punto dos de la guía.

6.2 Ubicación del sensor

6.2.1 El sensor o fotocelda del iluminancímetro será colocado sobre un dispositivo que ubique a la fotocelda hasta una altura máxima de quince centímetros (0,15 m.) sobre el suelo y la mantenga horizontal.

6.3 Ubicación del punto a medir

6.3.1 El dispositivo con el sensor es colocado por el operario sobre el punto inicial marcado sobre el vano o tramo a medir.

6.3.2 La persona encargada de realizar la medición, registrará la lectura obtenida en el iluminancímetro.

6.3.3 Cada punto marcado en el vano será medido de igual forma.

6.4 Cuidados en la medición

6.4.1 Antes de iniciarse la medición, la persona encargada debe calibrar el iluminancímetro de acuerdo a su manual de funcionamiento y verificar que esté funcionando correctamente.

6.4.2 La persona encargada de colocar el dispositivo con el sensor sobre el punto a medir, debe ubicarse a una distancia prudencial para no crear sombras sobre el sensor y no obstruir la distribución luminosa.

6.4.3 La persona encargada de la medición antes de realizar la lectura, debe esperar que la lectura en el display del iluminancímetro se estabilice.

7 Cálculos

7.1 Luminancia promedio (L)

Es el promedio aritmético de todos los valores de luminancia medidos en un tramo o vano.

$$L = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{n}$$

donde:

L Luminancia en un punto de medición

N Número de puntos de medición

7.2 Uniformidad media (U_n)

Es el cociente entre de luminancia mínima del tramo de evaluación entre la luminancia promedio de los valores obtenidos en los puntos ubicados en la superficie a evaluar.

$$U_n = \frac{L_{MIN}}{L}$$

Donde:

L_{MIN}	Luminancia mínima en el tramo medido
L	Luminancia promedio del vano

7.3 Uniformidad longitudinal (U_l)

Es el cociente de la luminancia mínima entre la luminancia máxima de los valores obtenidos en los puntos ubicados en el eje del carril. La luminancia de la calzada será la menor de las uniformidades longitudinales calculadas.

$$U_l = \frac{L_{MIN}}{L_{MAX}}$$

donde:

U_L	Uniformidad longitudinal de la calzada
U_{L_i}	Uniformidad longitudinal del i-ésimo carril
L_{MIN_i}	Luminancia mínima del i-ésimo carril
L_{MAX_i}	Luminancia máxima del i-ésimo carril

7.4 Iluminación promedio (E)

Es el promedio aritmético de todos los valores medidos en un tramo o vano.

$$E = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{n}$$

donde:

E_i Iluminación en un punto de medición

N Número de puntos de medición

Nota: La iluminación promedio en la calzada se calcula con todos los valores medidos sobre ésta, de forma análoga se calcula la iluminación sobre las veredas.

7.5 Relación de alcance (SR)

Es el cociente de la iluminación promedio en las veredas (E_v) entre la iluminación promedio de la mitad del carril adyacente (E_c).

7.6 Incremento umbral

El incremento umbral se obtiene a través de cálculos por computadora y asumiendo que la lámpara se encuentre nueva y que el factor de mantenimiento es 1.

8 Casos en los cuales no es factible la medición

Cuando la configuración de la vía no permite la evaluación, ésta se efectuará según el siguiente procedimiento:

- a) Presentación de cálculos por medios informáticos que muestren los parámetros de calidad de la vía.
- b) Verificación en campo.

8.1 Los cálculos deberán ser realizados de la siguiente forma:

- Considerar no menos de 3 vanos a cada lado del vano evaluado, dichos vanos deberán indicar los espaciamientos reales encontrados en el campo.
- La configuración real de la vía (alturas de montaje, avance de pastoral, ancho de calzada, retiros, etc.).
- Factor de mantenimiento real de la instalación.

8.2 En el campo se verificará:

- La operatividad de las luminarias en el vano seleccionado.
- Las características de la instalación correspondan a las especificadas en los cálculos (el tipo de luminaria, separación entre postes, altura de montaje, altura de pastoral).
- El estado de mantenimiento de la instalación.

Sin embargo, para efectos de las mediciones en el marco de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos no deben realizarse cálculos teóricos y este numeral queda como una recomendación para efectos de estimación de parámetros en vías donde no es factible realizar la medición de campo.

9 Capacitación del personal

El personal que tiene a su cargo la toma de mediciones deberá estar capacitado a fin de evitar:

- a) Luces extrañas introducidas por el operador:
 - Deberá evitarse producir sombras o bloquear la luz que llega al instrumento receptor de luz.
 - Deberá evitarse introducir luz adicional por reflexión sobre ropa blanca o colores fosforescentes.

b) Introducción de errores de medición por deficiencias en la calibración de los medios de medición a usar al momento de la medición.

c) Introducción de errores por deficiencias en las lecturas:

- Variación de las alturas de medición.
- Posición del sensor.
- Señalización de los puntos de medición.

d) El personal seleccionado para efectuar las mediciones no debe introducir errores por repetibilidad y reproducibilidad mayores al 1%.

Nota 1 Se entiende por errores de repetibilidad la diferencia que existe entre lecturas efectuadas por un mismo operador, en un mismo vano en tiempos muy cercanos utilizando el mismo medio de medición.

Nota 2 Los errores por reproducibilidad son las diferencias introducidas por diferentes operadores en un mismo vano en tiempos muy cercanos utilizando el mismo instrumento.

10 Selección de los medios de medición

10.1 Medición de luminancia

Requisitos

- Repetibilidad de las mediciones en cualquier punto de la escala utilizada.
- Las medidas deberán ser realizadas con un luminómetro, con un ángulo de medición no mayor de 2 minutos vertical y entre 2 y 20 minutos horizontalmente.
- El instrumento deberá ser sensible a mediciones de luminancia de cerca de 0,1 cd/m² con un error no mayor de ±2%.

10.2 Medidores fotométricos de iluminancia

Requisitos

- Repetibilidad de las mediciones en cualquier punto de la escala utilizada.
- Deberán tener una alta sensibilidad.
- Deberán tener una precisión no menor del ± 2%.
- Deberán tener una corrección efectiva del coseno hasta un ángulo de 80°.
- Deberán tener corrección de color según la curva de eficiencia espectral de la CIE V(λ).
- El coeficiente de sensibilidad con la temperatura deberá ser despreciable dentro del rango normal de temperaturas.
- Deberá tener una suspensión que permita ajustar automáticamente la horizontalidad.
- Deberá ser capaz de medir niveles de iluminancia horizontal, o ubicarse en otros planos de medición requeridos.
- El fotómetro deberá ser ubicado de tal manera que el observador no produzca sombras y cubierto de la luz extraña que no será medida.

ANEXO Nº 3

PUBLICACIONES Y NORMAS A CONSULTAR

- Resolución Nº 201-98-EM/VME sobre porcentaje máximo de facturación de alumbrado público.
- Publication CIE Nº 30 (TC-4.6) 1982 "Calculation and measurement of luminance and illuminance in road lighting computer program for luminance, illuminance and glare".
- Publication CIE 115-1995 "Recommendations for the lightings of road for motor and pedestrian traffic".
- Publication CIE 100-1992 "Fundamentals of the visual task of night driving".
- Publication CIE Nº 88 (1990) "Guide for the lighting of road tunnels and underpasses".
- Publication CIE Nº 32-1 1996 "Lighting in situations requiring special treatment".
- Publication CIE Nº 31 (TC-4.6) 1976 "Glare and uniformity in road lighting installations".

• Publication CIE Nº 30-2 (TC-4.6) 1982 "Calculation and measurement of luminance and illuminance in road lighting computer program for luminance, illuminance and glare".

ANEXO Nº 4

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 Nº 31 "Glare and Uniformity in Road Lighting Installations". Puede ser descrito mediante la siguiente expresión:

$$G = 13.84 - 3.31 \log(I_{80}) + 1.3 \left(\log \frac{I_{80}}{I_{88}} \right)^2 - 0.08 \log \left(\frac{I_m}{I_{88}} \right) + 1.29 \log(F) + 0.97 \log(\bar{L}) + 4.41 \log(h) - 1.46 \log(p)$$

donde:

- I_{80} / 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.
- \bar{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.

00877

Declaran improcedente sanción administrativa disciplinaria de miembros del CAFAE-MEM

RESOLUCIÓN MINISTERIAL Nº 014-2003-EM/DM

Lima, 16 de enero de 2003

Vista el Acta Nº 008-2002-MEM-CEPAD, de fecha 11 de noviembre de 2002, de la Comisión Especial de Procesos Administrativos Disciplinarios del Ministerio de Energía y Minas encargada de llevar a cabo el proceso administrativo disciplinario a los miembros del Comité de Administración del Fondo de Asistencia y Estímulo del Ministerio de Energía y Minas, CAFAE-MEM, señores: José Sandoval Palomino, Sara Pérez de Hurtado y Wilfredo Vivanco Enciso, mediante la que se aprueba el Informe Final Nº 01-2002-MEM-CEPAD, recomendando sancionar a las citadas personas:

CONSIDERANDO:

Que, los procedimientos administrativos disciplinarios se encuentran regidos por lo establecido en el Decreto Legislativo Nº 276, Ley de Bases de la Carrera Administrativa y de Remuneraciones del Sector Público y por su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 005-90-PCM;

Que, mediante Resolución Ministerial Nº 242-2002-EM/DM, se aprobó el Reglamento del Proceso Administrativo Disciplinario del Ministerio de Energía y Minas, norma que se encarga de regular de manera específica el trámite de los procesos administrativos disciplinarios aplicables a los



**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 N° 295-1999-OS/CD**

Lima, 11 de mayo de 1999

VISTO:

El Memorandum N° 928-1999-OSINERG-GE de la Gerencia de Electricidad del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía; y,

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";

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 N° 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 N° 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 N° 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 N° 009-99-EM;

Que, de conformidad con lo establecido en el Artículo 9° del Decreto Supremo N° 009-99-EM y el inciso a) del Artículo 11° del Decreto Supremo N° 005-97-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- 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 2°.- DEJAR sin efecto a partir de la fecha de publicación, la Resolución OSINERG N° 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. N° 020-97-EM
"NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS"-NTCSE**

1.- OBJETIVO.

El presente documento tiene como objetivo adecuar al Decreto Supremo N° 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 N° 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 N° 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 N° 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 periodo de medición, pudiendo el suministrador en caso de producirse interrupciones imprevistas, extender el periodo de medición.
- e) El cálculo de indicadores de calidad, se efectúan en base a los primeros intervalos con valores registrados, que completen el periodo 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 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/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: $P_{\text{máx.}} = E_{\text{mes}} / NHUBT$

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 prorratea 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 remediones 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 período de medición, la siguiente información:
- Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.

BANDA	NUMERO DE INTERVALOS/ARMONICA/PERIODO					KWH.
	A2°	A3°	A4°	A40°	
0 - 1%	#	#	#	#	xxxx.x
1 - 2%	#	#	#	#	xxxx.x
.
.
9 - 10%	#	#	#	#	xxxx.x
.
.

- Perturbaciones por Flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad.

BANDA	NUMERO 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.

g) 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.

h) 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.

i) 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 incluídas) 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 periodo 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.

El Suministrador mantiene un registro informático de todos los suministros corregidos por similitud con el error 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 a la NTCSE, los 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.

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".

El cronograma debe establecer un número de inspecciones diarias no menor a seis(6).

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 período 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.

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 se 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 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 N° 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 f (%) 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 f (%), 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:

$$EAP = \sum PAP / \sum PMAP$$

donde:

- EAP : Equivalente en energía expresado en KWH
 $\sum PAP$: Sumatoria de los pagos mensuales por concepto de alumbrado público, que efectúa el cliente, durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.
 $\sum PMAP$: Sumatoria de los precios medios mensuales del alumbrado público, aplicados durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.

- 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	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO 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 ATENCION
4	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGUN CORRESPONDA
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
6	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
7	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
8	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
9	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DEL SUMINISTRO
10	ALFANUMÉRICO	05		OPCION TARIFARIA
11	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
12	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
13	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACION DEL MEDIDOR
14	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
15	NUMÉRICO	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 ALIMENTACION: RN, SN, TN, RS, ST, RT, RST
20	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO 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	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO 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		DIRECCION DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
6	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
7	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (si tuviera)
8	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DEL SUMINISTRO
9	ALFANUMÉRICO	05		OPCION TARIFARIA
10	ALFANUMÉRICO	20		MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR
11	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DE SERIE DEL MEDIDOR
12	ALFANUMÉRICO	04		AÑO DE FABRICACION DEL MEDIDOR
13	NUMÉRICO	10	2	POTENCIA CONTRATADA (KW)
14	NUMÉRICO	03	2	TENSION NOMINAL (KV)
15	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SET
16	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE SECCION DE LINEA o ALIMENTADOR MT
.
n	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE 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	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO 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		DIRECCION DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
6	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
7	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (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		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		CODIGO 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		DIRECCION DEL SUMINISTRO
5	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
6	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA DEL DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
7	ALFANUMÉRICO	09		TELÉFONO (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		CODIGO DE LA SET
15	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LINEA MAT ALIMENTADORA
n	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO 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		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LA ZONA DE CONCESION
3	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO 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		CODIGO 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 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	06	3	COORDENADA NORTE (UTM)
13	NUMÉRICO	08	3	COORDENADA ESTE (UTM)
14	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA SECCION DE LINEA o ALIMENTADOR MT

Nombre del archivo: SED_MTBT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

SECCIONES DE LINEA o ALIMENTADORES MT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci.	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 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 N° 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		TELÉFONO (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 ceros cuantas barras existan en la SET.

LÍNEAS AT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO 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	TENSION NOMINAL DE LA LINEA AT (KV)

Nombre del archivo: LINEA_AT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

LÍNEAS MAT

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO 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	TENSION NOMINAL DE LA LINEA MAT (KV)

Nombre del archivo: LINE_MAT.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

ZONAS DE CONCESION

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO 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 CONCESION
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		CODIGO 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 ATENCION
4	ALFANUMÉRICO	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	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO 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 CIRCULACION: 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		CODIGO UBICACION GEOGRAFICA DE DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO 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		CODIGO 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
UR	Local residencial
LC	Local comercial
LU	Local rural
PP	Pasaje peatonal y otros

CÓDIGOS DE TIPOS DE ALUMBRADO

I
II
III
IV
V

CLIENTES LIBRES QUE PAGAN ALUMBRADO PÚBLICO(*)

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3. QUE BRINDA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO
2	ALFANUMÉRICO	04		CÓDIGO DE LA ZONA DE CONCESIÓN DENTRO DE LA CUAL SE BRINDA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO
3	ALFANUMÉRICO	03		CÓDIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3. QUE BRINDA EL SUMINISTRO AL CLIENTE LIBRE
4	ALFANUMÉRICO	35		APELLIDOS Y NOMBRES DEL CLIENTE O RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA SEGUN CORRESPONDA
5	ALFANUMÉRICO	30		DIRECCION DEL SUMINISTRO
6	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD
7	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO UBICACION GEOGRAFICA DE DEPARTAMENTO, PROVINCIA Y DISTRITO SEGUN "INEI"
8	ALFANUMÉRICO	10		NUMERO DEL SUMINISTRO

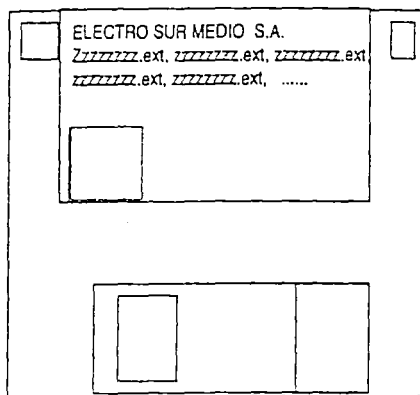
Nombre del archivo: CLILIBRE.XXX XXX → Cód. Empresa suministradora que brinda el servicio de alumbrado público
 (*) Para control de compensaciones por concepto de Alumbrado Público

ANEXO N° 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 este 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: xxxxxxxx.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: XXXXXXXX.EXT

Posiciones 1 al 3 Identificación de la Empresa suministradora

ELP	Electroperu	EDN	Edelnor	ETO	Electro Tocache
EDG	Edegel	EDS	Luz del Sur	EMP	Emp. Mun. Paramonga
ETV	Eteversa	ECA	EDE Cañete	YAU	Serv. Yauco-La Oroya
EGN	Egenor	ESM	Electro Sur Medio	ALB	Albaco Ings. (Chao)
EFP	Emp. Eléctrica de Piura	HID	Hidrandina	MPA	Emp. Mun. Padre Abad
EGM	Egeinsa	ENO	Electro Nor Oeste	PAN	Emp. Electro Panocha
EGA	Egasa	ELN	Electro Norte	MAT	Mun. Alto Triunfo
ENS	Enersur	SEA	Soc. Eléc. Arequipa	MCV	Mun. Campo Verde
EGS	Egesur	ELS	Electro Sur	OYO	Mun. de Oyon
AGE	Aquavida Energy	ESE	Electro Sur Este	ETC	Etecon
CNP	Com. Norte Pacasmayo	ELC	Electro Centro	ETS	Etesur
CAH	Emp. Gen. de Cahua	EUC	Electro Ucavali	DEP	Depotti
SHO	Shougesa	EOR	Electro Oriente	SOU	Southern Peru Limited
EAN	Electroandinos	RIO	Serv. Eléc. Riola	SIC	COES del SICN
CUR	Curumuy	EMU	Emp. Munic. Utcubamba	SIS	COES del SISUR
ATC	G.E. Atocongo	CEV	Cons. Eléc. Villacuri		

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 o 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 Informativa de índices más adelante.

EMPRESA:

PLANILLA DE MEDICIÓN EN SUMINISTROS	N° IDENTIFICADOR:
	ARCHIVO:

ZONAL/SUC:	DEPARTAMENTO:	PROVINCIA :	DISTRITO:
------------	---------------	-------------	-----------

COLOCACION - FECHA Y HORA:

DATOS DEL USUARIO	
NOMBRE:	
DIRECCION:	
CODIGO POSTAL:	
TELEFONO:	
N° DE SUMINISTRO:	
TARIFA:	
TENSION DE SUMINISTRO:	

TIPO DE PUNTO		
SELECCIONADO	REMEDIACION	RECLAMO
REPET. MEDICIÓN FALLIDA	SOLICITADO POR OSINERG	
ALTERNATIVO, REEMPLAZA A:		

TIPO DE SUMINISTRO	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	
PARÁMETRO A MEDIR	TENSIÓN	FLICKER	ARMONIC.

TIPO DE SERVICIO:			
URBANO	URB-RURAL	RURAL	

REGISTRADOR COLOCADO:
MARCA:
NÚMERO:

OBSERVACIONES DE COLOCACIÓN:

INTERVINO POR EL OSINERG
FIRMA Y ACLARACION

USUARIO
FIRMA Y ACLARACION

INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
FIRMA Y ACLARACION

RETIRO - FECHA Y HORA:

OBSERVACIONES DE RETIRO:

INTERVINO POR EL OSINERG
FIRMA Y ACLARACION

USUARIO
FIRMA Y ACLARACION

INTERVINO POR LA DISTRIBUIDORA
FIRMA Y ACLARACION

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:

POSICION	TEMA	DESCRIPCION DETALLADA
1 a 3	Empresa	Identificación de la Empresa Suministradora (según Anexo N° 3).
4 y 5	Año	Los dos últimos dígitos del año
6 y 7	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 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: MMMMMMMM / AA

PAG. XXX

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : MAT, AT, MT

NUMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESION	TENSION ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NUMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CODIGO LINEA	CODIGO 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 >	< 8 pos >	DDMM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE TENSIÓN MA, AT, MT: 9999											

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSIÓN : BT

NUMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESION	TENSION ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NUMERO SUMINIST	OPC TAR	TIP SER	TIP SLAM	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CODIGO LINEA	CODIGO 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 >	< 8 >	DDMM/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 CONCESION	TENSION ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	PAR MED	NUMERO SUMINIST	OPC TAR	NOMBRE/RAZON SOCIAL USUARIO	Dirección del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart.	CODIGO LINEA	CODIGO 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 >	< 8 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

NUMERO IDENTIFIC	NOMB. ZONA DE CONCESION	TENSION MAT(VOLT)	TENSION BT(VOLT)	TIPO PUNTO	PAR MED	CODIGO	SUB ESTACION MT/ BT (SED)	Dirección: localidad, distrito, provincia, dep.	FECHA TENTATIVA DE INSTALACION
< 14 pos >	< 10 pos >	< 8 pos >	< 8 pos >	< 1 >	< 2 >	< 7 pos >	< 30 pos >	< 30 pos >	DDMM/AAAA
TOTAL MEDICIONES DE FLICKER Y ARMÓNICAS EN BARRAS BT DE S.E. MT/BT: 9999									

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	DESCRIPCION	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	DESCRIPCION	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	Parametro 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	Numero Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Numero de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (dia,mes y año)
4	Fecha de retiro del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (dia,mes y año)
5	Marca y modelo del equipo registrador	20	ALF	
6	Numero del registrador	10	ALF	Número de serie del equipo registrador
7	Presencia de Flicker (PS) ²	02	ALF	Si o No
8	Presencia de Armonicas (TMD>5%)	02	ALF	Si o No
9	Resultado de la medicion	01	ALF	V: Válida F: Fallida
10	Observaciones de instalacion / retiro	60	ALF	Hechos salientes en la instalacion o retiro del equipo registrador

PERTURBACIONES: FLICKER Y ARMONICAS

- Nombre del archivo: XXXAXXXX.RPE

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Numero Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Numero de suministro del Cliente o Código de la Subestacion de Distribucion (SED)	10	ALF	Según el caso
3	Fecha de instalación del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (dia,mes y año)
4	Fecha de retiro del equipo registrador	8	ALF	Ddmmaaaa (dia,mes y año)
5	Marca y modelo del equipo registrador	20	ALF	
6	Numero del registrador	10	ALF	Número de serie del equipo registrador
7	Resultado de la medicion	01	ALF	V: Válida F: Fallida
8	Observaciones de instalacion / retiro	60	ALF	Hechos salientes en la instalacion 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	Numero Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Numero de suministro del Cliente	10	ALF	Cod. o numero 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	Numero Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Numero de suministro del Cliente o Código de la Subestacion de Distribucion (SED)	10	ALF	Según sea el caso
3	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para DPF ≥ 1	4	N	Es decir cuando P _{sc} ≥ 2
4	FLICKER: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias para DPF < 1	4	N	Es decir cuando P _{sc} < 2
5	ARMONICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando DPA ≥ 1	4	N	
6	ARMONICAS: Cantidad de Intervalos fuera de tolerancias cuando DPA < 1	4	N	

FRECUCENCIA

• Nombre del archivo: XXXAxxxx.FFR

CAMPO	DESCRIPCION	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 $M_{vof}(cielos)$ en Rango_1 según corresponda:	2	N	SICN $\rightarrow 600 < M_{vof} \leq 900$ SISUR $\rightarrow 900 < M_{vof} \leq 1350$ AISLADO $\rightarrow 1200 < M_{vof} \leq 1800$
8	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS $M_{vof}(cielos)$ en Rango_2 según corresponda:	2	N	SICN $\rightarrow 900 < M_{vof} \leq 1200$ SISUR $\rightarrow 1350 < M_{vof} \leq 1800$ AISLADO $\rightarrow 1800 < M_{vof} \leq 2400$
9	Cantidad de VARIACIONES DIARIAS $M_{vof}(cielos)$ en Rango_3 según corresponda:	2	N	SICN $\rightarrow 1200 < M_{vof}$ SISUR $\rightarrow 1800 < M_{vof}$ AISLADO $\rightarrow 2400 < M_{vof}$

ANEXO N° 8
DISEÑO DE LOS REGISTROS DE REPORTE DE COMPENSACIONES

TENSIÓN

• Nombre del archivo: XXXAxxxx.CTE

CAMPO	DESCRIPCION	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	DESCRIPCION	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 $DPF(r) \geq 1$	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 ARMONICAS fuera de tolerancia cuando $DPA(s) \geq 1$	10.3	N	En kWh
8	Total energía entregada con ARMONICAS 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: xxxAxxxx.CFR

CAMPO	DESCRIPCION	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 $\rightarrow 0.6 < \Delta f(\%) \leq 1.0$ en kWh
5	Total Energía suministrada en el Rango_2 (V.SOSTENIDAS)	10.3	N	Rango_2 $\rightarrow 1.0 < \Delta f(\%) \leq 1.4$ en kWh
6	Total Energía suministrada en el Rango_3 (V.SOSTENIDAS)	10.3	N	Rango_3 $\rightarrow \Delta f(\%) > 1.4$ en kWh
7	Monto_1 : Compensación al Cliente por Variac. Sostenidas	8.2	N	en U.S. dolares (por variaciones sostenidas)
8	Potencia máxima mensual (para V. SÚBITAS)	10.3	N	en kv.
9	Monto_2 : Compensación al Cliente por Variaciones Súbitas	8.2	N	en U.S. dolares (por variaciones súbitas)
10	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_1 (para V.DIARIAS Mvor(ciclos)), según sistema.	10.3	N	SICN $\rightarrow 600 < Mvor \leq 900$ SISUR $\rightarrow 900 < Mvor \leq 1350$ AISLADO $\rightarrow 1200 < Mvor \leq 1800$
11	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_2 (para V.DIARIAS Mvor(ciclos)), según sistema.	10.3	N	SICN $\rightarrow 900 < Mvor \leq 1200$ SISUR $\rightarrow 1350 < Mvor \leq 1800$ AISLADO $\rightarrow 1800 < Mvor \leq 2400$
12	Suma de Potencias máximas diarias en Rango_3 (para V.DIARIAS Mvor(ciclos)), según sistema.	10.3	N	SICN $\rightarrow 1200 < Mvor$ SISUR $\rightarrow 1800 < Mvor$ AISLADO $\rightarrow 2400 < Mvor$
13	Monto_3 : Compensación al Cliente por Variac. Diarias	8.2	N	en U.S. dolares (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. dolares.

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.R11

CAMPO	DESCRIPCION	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 \rightarrow programado ; N \rightarrow 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.R12

CAMPO	DESCRIPCION	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 \rightarrow programado ; N \rightarrow 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 DE LLAMADAS	TIEMPO MEDIO DE ATENCIÓN
(numero_telefono1; numero_telefono2;; numero_telefono_n)		(en horas)

LIBROS DE OBSERVACIONES

No.	CENTRO DE ATENCIÓN COMERCIAL	DIRECCIÓN	No. Observ/Critic/Rec **
1	(Nombre de cada centro o sucursal)		
N			

** Número de Observaciones, críticas y/o reclamos asociados por los Clientes.

PRECISION DE MEDIDA DE LA ENERGIA

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 área	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	Categorización 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 RECONEXION del servicio al Cliente	8	ALF	DDMMAAAA
7	Hora de RECONEXION 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))	5	ALF	DDMMAAAA
9	SI: cambio REQUIERE de otro equipo de medición. FECHA que Cliente cumple las condiciones a que está obligado(Fecha3)	5	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de entrada en vigencia de opción la nueva opción tarifaria solicitada (Fecha4)	8	ALF	DDMMAAAA
11	(Número de días en que se EXCEDIÓ el plazo máximo (NDE) (H-X) requiere otro equipo...NDE= Fecha4 - Fecha1 - Tolerancia1 - (S) requiere otro equipo...NDE= (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	N° asignado al reclamo
6	Tipo de reclamo: E = error de medición/facturación; O = otros	1	ALF	E o O
7	Descripción resumida del PETITORIO	100	ALF	
8	Fecha de 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 :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Marca y modelo :	Clase de precisión :
Contante del medidor (rev/kWh) :	

5 Resultados de la contrastación del medidor

5.1 Estado actual del medidor		
Precintos aterados :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Precintos rotos :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Tapa de medidor roto :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Tapa de medidor opaca :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Luna visor rota :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Luna visor opaca :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Caja sin tapa :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Conexión directa :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Tapa de la caja en mal estado :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
Apreciación de conexiones :	<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 periodo 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) : 99.9

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 ^{do}	3 ^{er}	
5% In				
100% In				
l máx				

Prueba en vacío (0.001 In) :

Aprobó la inspección :

6 OBSERVACIONES:.....

 Firma representante Concesionaria Firma representante contrastadora Firma del usuario Firma representante Osinerg (Ocononari)

ANEXO N° "T2"
CRONOGRAMA MENSUAL DE INSPECCIONES DE LA PRECISIÓN DE MEDIDA DE LA ENERGÍA

NOMBRE DE LA EMPRESA: MMMMMMMMMW/AAAA

PAG.XXX

NUMERO IDENTIFICAD	NOMB. ZONA DE CONCESION	NUMERO SUMINIS.	OPC. TAR	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE o RAZON SOCIAL/ USUARIO	DIRECCION DEL SUMINISTRO LOCALIDAD, DISTRITO, PROVINCIA, DPTO.	TELEF. USUA	PROGRAM. TENTATIVO FECHA	TENTATIVO HORA
XXX.....XXX	XX...XX	XX...XX	XXXX	XX	XX	XXX.....XXXX	XXXXXXXX.....XXXXXX	XX...XX	ddmmvaa	HH,MM

←-14 pos → ←- 10 pos. → <10 pos > <5> <2> <2> ← 20 pos → ← 60 pos → < 8pos > < 8 pos → < 50cs >

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	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número identificador	14	ALF	Ver Anexo No. 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	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Número de suministro del Cliente	10	ALF	Código o número de suministro
3	Fecha de notificación al cliente, de la inspección 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 PATRON	10	ALF	
18	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR PATRON	20	ALF	
19	NUMERO DEL MEDIDOR PATRON	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 l máx del Medidor del suministro	3.2	N	
24	Aprobó inspeccion 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 CONCESION	CODIG O VIA	TIPO VIA	TIPO ALU	DEN. VIA	NOMBRE DE LA VIA	N° CANALES	SUMINIST PROXIMO	LOCALIDAD, DISTR. PROVINCIA, OPTO	LONGITUD A CUBRIRSE (KM)	FECHA PROGRAMADA	HORA PROGRAMADA
XXX...XXX <- 14 pos ->	XX...XX <- 10 pos ->	XX...XX <100cs->	X,X <- 2 ->	X,X <- 2 ->	X,X <- 2 ->	X...X <- 25 ->	X <- 1 ->	XX, XX <- 10 pos ->	XXX.....XXX <- 50 pos ->	XX.....XX <- 7 pos ->	dd/mm/aaaa <- 8 pos ->	hh:mm <- 5 pos ->

LONGITUD TOTAL DE MEDICIONES PROGRAMADAS: 9999

ANEXO N° AP1
DISEÑO DE REGISTRO DEL PROGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DE ALUMBRADO PUBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxx.MAP

CAMPO	DESCRIPCION	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Código del suministro mas proximo 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 PUBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxSx.RAP

CAMPO	DESCRIPCION	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 proximo	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 MINIMOS: 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 VIAS CON ALUMBRADO PÚBLICO DEFICIENTE

• Nombre del archivo: xxxAxxSx.FAP (un solo registro por cada zona de concesión)

CAMPO	DESCRIPCION	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 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	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	Numero 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 solo 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	0	0	0		
								4	3	2	5	0	0	
								1	9	3	0	0	5	0
				2	4	3	8	4	5	3	2	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 armónicos
F A	- si la medición es de flicker y armónicos

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.	Parámetro 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	DENOMINACION DE LA VIA: JR= jirón, AV=avenida, VE= vía expresa, AU=autopista, CA=calle, CR=carretera, PS=pasaje, OV=ovaló, 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 PROXIMO	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)



Osinerg

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía

Modificación de la
"Base Metodológica
para la Aplicación de
la Norma Técnica de
Calidad de los
Servicios Eléctricos"

VERSIÓN ADECUADA A LA
R.M. Nº 012-2003-EM/DM Y
R.M. Nº 013-2003-EM/DM

SEPARATA ESPECIAL

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 083-2003-OS/CD

Lima, 23 de mayo de 2003

VISTA:

La Resolución Ministerial N° 012-2003-EM/DM, que aprueba la Norma Técnica "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica" y la Resolución Ministerial N° 013-2003-EM/DM, que sustituye la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 por la Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución: ambas publicadas en el Diario Oficial El Peruano con fecha 18 de enero de 2003.

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido en el inciso c) del Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG tiene funciones normativas en el ámbito y en la materia de sus respectivas competencias;

Que, el Artículo 3° de la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERG dispone que el Consejo Directivo de OSINERG esta facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, con el cumplimiento de normas técnicas;

Que, por Decreto Supremo N° 020-97-EM de fecha 09 de octubre de 1997 se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en adelante NTCSE; sus modificatorias por Decreto Supremo N° 009-99-EM de fecha 11 de abril de 1999; Decreto Supremo N° 013-2000-EM de fecha 9 de setiembre del 2000; Decreto Supremo N° 040-2001-EM de fecha 17 de julio de 2001, disponiéndose que OSINERG emitirá la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE;

Que, mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 1535-2001-OS/CD, de fecha 21 de agosto del 2001, se aprobó la "Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos",

Que, con fecha 18 de enero de 2003 se publicaron en el Diario Oficial El Peruano las Resoluciones Ministeriales N° 012-2003-EM/DM y N° 013-2003-EM/DM; mediante las cuales se modificaron los procedimientos de Contraste de Medidores Eléctricos y Mediciones de Alumbrado Público, respectivamente;

Que, de conformidad con lo expuesto, se elaboró un nuevo procedimiento, adecuando la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE a las modificaciones de las nuevas normas que han sido citadas en el considerando precedente, referidas al Contraste de Medidores y Alumbrado Público;

Que, conforme a lo dispuesto en el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERG, por Resolución del Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERG N° 0032-2003-OS/CD, se prepublicó en el Diario Oficial El Peruano el proyecto de la Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, a fin de que se hagan llegar los comentarios y observaciones de dicho proyecto;

Que, en la correspondiente exposición de motivos se realizan los comentarios sobre las observaciones realizadas al proyecto prepublicado;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso n) del artículo 52° del Reglamento General de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable del Gerente General y de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modifíquese los numerales 4.3 Calidad del Servicio Comercial, 4.4 Calidad del Alumbrado Público y los Anexos 12, 12A, 13, 14, 15, 16, 17, 18, AP1, AP2, AP3 y AP4 de la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Resolución OSINERG N° 1535-2001-OS/CD del 21 de agosto del 2001.

Artículo 2°.- Déjese sin efecto las disposiciones que se opongan a la presente Resolución.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo
OSINERG

Base Metodológica para la Aplicación de la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" - 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 mes evaluado, el Distribuidor presenta al OSINERG un reporte mensual, impreso y en hoja Excel, sobre "Estadística de Reclamos y Requerimientos / Consultas que no son Reclamos", donde se resumen los reclamos y requerimientos / consultas por rubros, *por cada localidad a la que atienden*, según se detalla en el Anexo N° 12. El nombre del archivo Excel a transferirse será: eeeEaamm_ANX12.xls, donde: eee= código de la empresa, aa= dos últimos dígitos del año, mm= mes.

Dentro de los 20 días calendario posteriores a la finalización de cada semestre evaluado, el Distribuidor presenta al OSINERG un reporte impreso y en hoja Excel el "Resumen Semestral de Calidad del Servicio Comercial" donde debe constar la cantidad de solicitudes sobre nuevos suministros, cambios de opción tarifaria, reconexiones y tiempos de atención; complementado con información adicional de centros de atención, libros de observaciones y precisión de medida, de acuerdo al formato que se detalla en el Anexo N° 12A. El nombre del archivo Excel a transferirse será: eeeEaaSx_ANX12A.xls; donde: eee= código de la empresa, aa= dos últimos dígitos del año, x= N° de semestre.

Así mismo dentro del mismo plazo, el Distribuidor remite al OSINERG vía FTP 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 de solicitudes por:

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 aceptación, el respectivo presupuesto de la conexión con información detallada del costo por materiales e instalación; o de ser el 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

* Si dentro de los 5 días calendario, existen menos de tres días hábiles el plazo para la entrega se extiende hasta cumplir tres días hábiles para la entrega del presupuesto.

** De ser clientes Libres, el plazo puede extenderse a 15 días calendario

- Con modificación de redes incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesitan 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, elabora el proyecto y/o aprueba el proyecto	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 que no han sido resueltos dentro de los treinta (30) días hábiles contados a partir de la recepción del reclamo, de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N° 033-99-EM.

El Suministrador mantiene un registro informático de todos los suministros corregidos por similitud con el error 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 a la NTCSE, los respectivos "Libros de Observaciones" debidamente foliados e indicando en cada uno de ellos el Nombre y Código del "centro de atención comercial" donde estarán disponibles para que los clientes anoten sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. El nombre y código indicados, deben ser concordantes a los consignados en la Tabla de Sucursales o Centros de Atención, especificada en el Anexo I de esta Base Metodológica.

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 el(los) modelo(s) de facturas emitidas en el mes de enero y abril o julio y setiembre según el semestre que corresponda, y un ejemplar de las notas explicativas sobre los derechos de los usuarios y sus obligaciones como suministrador que fueron remitidas a los usuarios en cumplimiento de los numerales 3.1 f) y 7.2 a) iv de la NTCSE, se 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

En aplicación del numeral 7.5.1 de la NTCSE, OSINERG sustituirá el programa propuesto por el suministrador por otro, el cual se determinará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- El quince (15) del mes previo a la campaña, OSINERG entregará, vía FTP u otro medio, un programa informático para que el suministrador efectúe el proceso de selección de la muestra aplicando el programa y reenvíe (transfiera) al OSINERG este programa con los resultados finales.

OSINERG verificará el proceso seguido y de encontrarlo conforme entregará al suministrador, vía e-mail u otro medio, el número de clientes elegidos por cada distrito de su concesión.

- El veinte (20) del mes previo a la campaña, la suministradora entregará al OSINERG el programa de mediciones por distritos, según el formato que se detalla en el ANEXO N° 17.

El programa informático usado para la selección de la muestra, no mostrará directamente al suministro elegido, sino que indicará un número que tendrá vinculación directa con el código del suministro elegido. La vinculación se establece en una base de datos a la cual sólo tiene acceso el OSINERG copia de la cual se entregará a un notario. Finalizado el semestre de control las suministradoras interesadas podrán pedir copia de esta base de datos al notario.

El suministrador deberá reportar al OSINERG cual es la empresa contrastadora con la que se llevará a cabo la campaña de medición, en caso se decida cambiar de empresa se deberá informar el hecho a OSINERG con la debida anticipación.

En caso no se pueda efectuar el contraste en determinado suministro elegido por que el cliente fue dado de baja o por la negativa del mismo, la empresa contrastadora podrá elegir al suministro más próximo como alternativo. En estos casos, el suministrador sustentará lo sucedido en el informe consolidado semestral correspondiente.

El programa de mediciones por distrito debe establecer un número de inspecciones diarias no menor a seis (6).

Las fechas cronogramadas deben ser respetadas. En casos debidamente sustentados ante la autoridad, se admite una demora no mayor a un (01) día para la realización de la inspección, con respecto a la fecha programada. Cuando por solicitud expresa del cliente, se determine una fecha para la inspección que exceda la tolerancia de la fecha programada, se efectuará la inspección y se reportará el caso de manera sustentada en un informe mensual que será enviado en el mismo plazo que el establecido para el Anexo 18.

4.3.3.2. Elección de la muestra

El programa que OSINERG entregue al suministrador seleccionará aleatoriamente la muestra de inspección mensual de "precisión de medida de la energía facturada", de cada localidad bajo responsabilidad del suministrador estratificado por opción tarifaria, marca de medidores y antigüedad de los mismos. En caso la na-

turalidad del parque de medidores de la empresa lo amerite, la selección se efectuará en forma totalmente aleatoria entre los usuarios de cada localidad en función de la opción tarifaria.

4.3.3.3. De la Inspección

Cinco (5) días hábiles antes del inicio de contrastes en un determinado distrito, el OSINERG informará al suministrador sobre los clientes elegidos para la medición en ese distrito, a fin de que el suministrador comunique a los usuarios con un mínimo de cuarenta y ocho (48) horas de anticipación. Con esta información, el suministrador coordinará con la empresa contrastadora las fechas y horas de los contrastes por cliente respetando las fechas establecidas en el Anexo N° 17.

El suministrador dispondrá el personal necesario para estar presente en 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; cuando el suministrador sustente la imposibilidad de efectuar mediciones durante todos los meses en determinada localidad, OSINERG podrá disponer se efectúe en uno o más meses el número de contrastes requeridos para el semestre.

Cuando no exista empresa contrastadora autorizada por Indecopi para llevar a cabo el contraste de determinado medidor, el suministrador presentará el caso al OSINERG a fin que éste determine el procedimiento a seguir.

La contrastación del medidor instalado se realiza con un medidor patrón, cumpliendo para las pruebas de contrastación de equipo de medición en el campo y verificación de su funcionamiento dentro del error porcentual admisible, lo establecido en la Norma Técnica de Contrastes el Sistema de Medición de Energía Eléctrica aprobada con Resolución Directoral N° 012-2003-EM/DM o la que lo sustituya, las prescripciones aplicables de la normas metrologías peruanas y a falta de éstas según las normas IEC (International Electrotechnical Commission). El medidor patrón y el equipo portátil de carga fantasma deberán estar debidamente certificados por el INDECOPI.

Para el caso específico de la prueba a baja carga, la empresa contrastadora efectuará las pruebas al 5% In y 10% In. Para la determinación de los indicadores de calidad la empresa contrastadora tomará en cuenta el ensayo que corresponda al consumo del usuario. El consumo del usuario será entregado por el suministrador al contrastador antes de efectuar la inspección.

El consumo a tomarse en cuenta, para efectos del párrafo anterior, será el promedio de los seis (6) meses anteriores a la campaña de medición. En el caso de que el usuario tenga una antigüedad menor a los seis (6) meses, se considerará el promedio de los meses de consumo.

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, según formato que se detalla en el Gráfico N° 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.

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 potencia activa, 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 FTP o en su defecto, debidamente sustentado, mediante medio magnético; dentro de los primeros 20 días del mes siguiente al mes controlado, en forma de la tabla informática que se detalla en el ANEXO N° 18.

4.4.- CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO.

4.4.1.- CRITERIOS GENERALES.

a) Se considera vía al medio utilizado por vehículos y/o peatones para trasladarse de un sitio a otro dentro de la ciudad, pudiendo denominarse calle, avenida, pasaje, etc. Incluye además las intersecciones, cruces, puentes y túneles que le dan continuidad.

Se considera tramo(s) de vía a aquella parte de la vía que por sus características de tráfico le corresponde un mismo tipo de alumbrado.

b) Una vía puede estar formada por una o más calzadas y, de ser el caso la calzada puede estar conformado por uno o más carriles de circulación vehicular de un solo sentido.

c) Se define vano de alumbrado público a la longitud de calzada con sus respectivas aceras comprendido entre dos puntos luminosos. Cada vano se identificará con los códigos de los postes inicial y final del vano.

d) La calidad del Alumbrado Público se evalúa para cada vano de alumbrado público seleccionado. Si alguno de los parámetros medidos en la calzada o en las aceras del vano está fuera de los estándares, se considera que dicho vano tiene alumbrado público deficiente.

e) El indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente $I(\%)$ se calcula para cada Sistema Eléctrico de la Concesión de Distribución del suministrador definido por la GART, como la relación de la longitud total de vanos con alumbrado público deficiente y la longitud total de vanos medidos en el semestre

f) 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:

$$EAP = \Sigma PAP / \Sigma PMAP$$

dónde:

EAP : Equivalente en energía expresado en KWH
 ΣPAP : Sumatoria de los pagos mensuales por concepto de alumbrado público, que efectúa el cliente, durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.
 $\Sigma PMAP$: Sumatoria de los precios medios mensuales del alumbrado público, aplicados durante el semestre en el que se verifican las deficiencias.

4.4.2.- CRONOGRAMA DE MEDICIONES.

a) En aplicación del numeral 8.3.1 de la NTCSE, OSINERG sustituirá el programa propuesto por otro, el cual se determinará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

• Un mes antes del inicio del semestre de medición, OSINERG enviará al Suministrador las longitudes de los tipos de vía en las que se efectuará las mediciones de la calidad del alumbrado público durante el semestre, distribuida mensualmente. En el plazo de tres (3) días hábiles de recibida la información el Suministrador remitirá su conformidad a OSINERG. En caso de existir alguna modificación a la información recibida, el suministrador informará la modificación a OSINERG dentro del plazo indicado y OSINERG emitirá la configuración final de las longitudes de vías a medir la calidad del alumbrado público.

• Para la evaluación de la calidad mensual, el suministrador comunicará a OSINERG las fechas donde se efectuará las mediciones por cada localidad del sistema eléctrico, dentro de los quince días antes de inicio del mes programado.

• Una semana antes de la fecha prevista para el inicio de la medición en cada localidad, el OSINERG entregará al suministrador el programa informático, Vía FTP u otro medio, con el cual el suministrador definirá aleatoriamente las vías o tramos de vía donde se evaluará la calidad del alumbrado público. El mismo día, de recibido el programa informático, el suministrador reenviará al OSINERG el programa conteniendo la relación de las vías elegidas. OSINERG dentro de las siguientes 24 horas revisará el proceso seguido y vía e-mail u otro medio emitirá la conformidad de la selección o dispondrá la modificación de la muestra.

• A los tres días de recibido la confirmación de relación de vías elegidas, el suministrador entregará a OSINERG el cronograma de mediciones de las vías elegidas según el formato que se detalla en el ANEXO N° AP1. En caso el suministrador lo requiera podrá variar hasta en dos días la fecha prevista de inicio de medición que indicó al OSINERG para el proceso de selección.

b) El programa informático que OSINERG entregue al suministrador permitirá seleccionar aleatoriamente la vía o tramo de vía elegida en cada localidad. El criterio a usar para la estratificación de la muestra será en función a la longitud de vía con AP, por tipo de vías en cada localidad.

En caso la longitud de vías con AP dentro de una localidad no permita estratificar la muestra por tipo de vía con el criterio de selección se efectuará en base a la longitud de las vías con AP existentes dentro de la localidad.

4.4.3.- EJECUCIÓN DE LAS MEDICIONES.

a) Cuando se realice el control de la calidad de Alumbrado Público con equipamiento que obligue desviar el tránsito vehicular en la vía, la suministradora tomará las provisiones de seguridad y efectuará con anticipación no menor a tres (3) días las coordinaciones del caso con las autoridades locales para garantizar una correcta ejecución de las mediciones.

b) La prueba técnica de medición propiamente se realizará en concordancia con la Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución (RM. N° 013-2003-EM/DM), o la que la sustituya, y se elaborará un protocolo de medición donde conste por lo menos, la altura del poste, tipo de postural, tipo de luminaria, potencia de la lámpara, la identificación y ubicación de la vía, el tipo de alumbrado, tipo de vía, tipo de calzada, vano medido, hora y fecha de la medición, y los valores de los parámetros medidos.

Además, el suministrador entregará a requerimiento del fiscalizador, en un periodo no mayor a 48 horas, el flujo luminoso de la lámpara, marca de fábrica del artefacto, las vistas de planta y de corte de cada vano medido, además de la información que se requiera relacionada al tramo medido.

OSINERG efectuará mediciones del AP de manera posterior a las mediciones realizadas por la suministradora a fin de verificar los resultados obtenidos por la misma. De encontrarse errores sostenidos, mayores al 5.0%, entre las mediciones de OSINERG y de la empresa suministradora, OSINERG considerará que la suministradora está entregando información no veraz.

c) Si un determinado vano de la vía elegida presenta una de las siguientes características:

- Presente obstáculos que obstruyan la distribución luminosa de las luminarias (árboles, automóviles estacionados, etc.).
- El recubrimiento de la calzada presenta ondulaciones (presencia de baches pronunciados) que

- Impidan la visualización de los puntos de medición o la horizontalidad del medidor de iluminación.
- Esté ubicado en las zonas calificadas como altamente peligrosas desde el punto de vista delincuencial.
- La calzada se encuentre mojada.

La suministradora podrá efectuar la medición en un vano alternativo, previa verificación en campo de la operatividad de la luminaria y su estado de mantenimiento. De no ser satisfactorio su operatividad o mantenimiento deben considerarse automáticamente que dicho vano no cumple con los niveles mínimos de alumbrado.

d) Si el suministrador efectúa la medición en un vano alternativo, a los 20 días de finalizado el mes, entregará a OSINERG un informe sustentatorio donde se incluya el plano de ubicación geográfica y prueba fotográfica del tramo donde no se puede efectuar la medición, así como la ubicación del tramo de vía alternativo, el cual debe ser de las mismas características del tramo originalmente programado. OSINERG aleatoriamente verificará si el proceso seguido es correcto y de ser necesario dispondrá las medidas correctivas del caso.

4.4.4.- REPORTE DE RESULTADOS.

- a) Los suministradores remitirán vía FTP dentro de los siguientes 20 días del mes controlado, un reporte según la Tabla Informática que se detalla en el Anexo N° AP2.
- b) Las suministradoras remitirán vía FTP dentro de los siguientes 20 días del semestre evaluado:
 - Un reporte en forma de tabla informática conteniendo para cada Sistema Eléctrico, un solo registro con la longitud total de los tramos medidos en el semestre, la longitud total de los vanos con mala calidad de alumbrado público y el indicador ϵ (%), según formato que se detalla en el Anexo N° AP3.
 - Un reporte informático conteniendo las compensaciones a todos los usuarios del sistema eléctrico donde se comprobó la mala calidad del servicio de alumbrado público. La estructura de esta tabla informática se detalla en el Anexo N° AP4.

c) El Suministrador complementa estos reportes con un informe escrito denominado INFORME DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO-SEMESTRE....., que contenga los puntos complementarios indicados en el numeral 8.2.8 de la NTCSE.

4.4.5.- MÉTODO DE MEDICIÓN.

- a) El procedimiento de medición y evaluación de los parámetros de iluminancia y luminancia, debe seguir lo estipulado en la Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución (RM. N° 013-2003-EM/DM) y su Guía de Medición.
- b) Complementariamente deben seguir las recomendaciones estipuladas en las normas CEI N° 30-2 (TC-4.6) 1982 "Calculation and Measurement of Luminance and Illuminance in Road Lighting", IES LM-50/1985 "Guide for Photometric Measurement in Roadway Lighting Installations", y ANSI-IES RP-8 1990 "Standard for Public Lighting".

4.4.6.- REQUISITOS MÍNIMOS QUE DEBE CUMPLIR EL EQUIPAMIENTO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

- a) Los equipos de medición de la iluminancia deben cumplir los siguientes requisitos:
 - Alta sensibilidad
 - Corrección efectiva del coseno hasta un ángulo de 80°.
 - Corrección efectiva de color según la curva de eficiencia espectral de la CEI V(l) (Comisión Internacional de Electricidad).
 - El coeficiente de sensibilidad con la temperatura, deberá ser despreciable dentro del rango de operación normal de temperatura.
 - Suspensión que permita ajustar la horizontalidad.
 - Precisión no menor del $\pm 2\%$.
- b) La medición de la luminancia debe efectuarse con un luminancímetro, cuyo ángulo de medición no sea mayor de 2 minutos vertical y entre 2 y 20 minutos horizontalmente. El instrumento debe ser sensible a mediciones de luminancia de cerca de 0.1 cd/m² con un error no mayor de $\pm 2\%$.

TABLA DE VÍAS

CAMPO	TIPO DE CAMPO	LONGITUD		OBSERVACIONES
		Entero	Deci	
1	ALFANUMÉRICO	3		CODIGO DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA SEGUN ANEXO N° 3
2	ALFANUMÉRICO	04		CODIGO DE LOCALIDAD
3	ALFANUMÉRICO	07		CODIGO DE LA VIA (ASIGNADO POR LA DISTRIBUIDORA)
4	NUMÉRICO	01	0	NUMERO DE CARRILES: 1, 2, 3....., N
5	ALFANUMÉRICO	02		DENOMINACION DE LA VIA: AL = Alameda, AU = Autopista, AV = Avenida, CA = Calle, CR = Carretera, JR = Jirón, MA = Malecón, PS = Pasaje, PQ = Parque, OV = Ovalo, PL = Plaza, VE = Vía Expresa, OT = Otros
6	ALFANUMÉRICO	35		NOMBRE DE LA VIA
7	ALFANUMÉRICO	20		LOCALIDAD DONDE COMIENZA LA VIA
8	ALFANUMÉRICO	06		CODIGO DE UBICACION GEOGRAFICA (UBIGEO) 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: ST1= Sector Típico 1 ; ST2= Sector Típico 2 S3A= Sector Típico 3 - Segmento A ; S3B= Sector Típico 3 - Segmento B ST4= Sector Típico 4
12	ALFANUMÉRICO	02		CODIGO DE TIPO DE VIA (ver tabla de códigos de tipos de vía)
13	ALFANUMÉRICO	03		CODIGO DE TIPO DE ALUMBRADO

Nombre del archivo: VIASAP.XXX

XXX → Cód. Empresa suministradora

ANEXO 3
REGISTRO DE SOLICITUDES ATENDIDAS QUE EXCEDEN
DEL PLAZO MÁXIMO 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 N° 3
2	Nombre del solicitante	35	ALF	
3	Dirección del predio	50	ALF	
4	Fecha de recepción de la solicitud (FECHA1)	8	ALF	DDMMAAAA
5	Tipo de solicitud: NUEVO Suministro (N) o AMPLIACIÓN de la Potencia Contratada (A)	1	ALF	N o A
6	Código de la solicitud, asignado por la distribuidora	10	ALF	
7	Calificación de la solicitud: Sin modificación de redes (S), Con Modificación (C) o con Expansión sustancial (E)	1	ALF	Según 7.1.3 a) de la NTCSE.
8	Potencia: nuevos suministros o ampliación ≤ 50 KW (1) Para > 50 KW (2)	1	ALF	1 ó 2
9	Fecha de notificación al Cliente de los requisitos para la instalación o ampliación (FECHA2)	8	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de cumplimiento de requisitos por el interesado (FECHA3)	8	ALF	DDMMAAAA
11	Fecha de puesta en servicio (FECHA4)	8	ALF	DDMMAAAA
12	Número de días en exceso sobre el plazo máximo de elaboración del presupuesto y proyecto (NDEP) NDEP=(FECHA2-FECHA1-Plazo máximo elaboración Ppto y Proy)	4	N	Plazos: ver numeral 4.3.1.1. de las Base Metodológica.
13	Número de días en exceso sobre el plazo máximo de ejecución (NDEE) NDEE=(FECHA4-FECHA3-Plazo máximo de ejecución)	4	N	Plazos: ver numeral 4.3.1.1. de las Base Metodológica
14	Observaciones (obligatorio):	100	ALF	Indicar motivos del retraso

ANEXO 4
REGISTRO DE RECONEXIONES ATENDIDAS QUE EXCEDEN
DEL 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 N° 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 EXCEDIÓ la tolerancia	5	N	
9	Observaciones (obligatorio):	100	ALF	Indicar motivos del retraso

ANEXO 5
REGISTRO DE CAMBIOS ATENDIDOS QUE EXCEDEN
DEL PLAZO MÁXIMO 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 N° 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)	8	ALF	DDMMAAAA
9	Si cambio REQUIERE de otro equipo de medición, FECHA que Cliente cumple las condiciones a que está obligado (Fecha3)	8	ALF	DDMMAAAA
10	Fecha de entrada en vigencia de opción la nueva opción tarifaria solicitada (Fecha4)	8	ALF	DDMMAAAA
11	Número de días en que se EXCEDIÓ el plazo máximo (NDE) -NO requiere otro equipo...NDE= Fecha4 - Fecha1 - Tolerancia1 -Si requiere otro equipo...NDE=(Fecha2 - Fecha1 - Tolerancia2) + (Fecha4 - Fecha3 - Tolerancia3) Siendo: (Fecha2 - Fecha1 - Tolerancia2)=0 cuando Fecha2 - Fecha1 < Tolerancia2 (Fecha4 - Fecha3 - Tolerancia3)=0 cuando Fecha4 - Fecha3 < Tolerancia3	4	N	NOE= N° días de exceso. Tolerancia1 = 20 días Tolerancia2 = 7 días Tolerancia3 = 7 días
12	Observaciones (obligatorio):	100	ALF	Indicar motivos del retraso

ANEXO 1
**DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE BENEFICIAL AL REG. MOT CON RESPUESTA QUE EXCE-
 DIERON EL PLAZO MÁXIMO DE ATENCIÓN POR**
ERRORES 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 Nº 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 :
Consumo Promedio del Cliente : kWh	

2 Fecha de realización de las pruebas

Fecha y hora de inicio : dd/mm/aaaa hh:mm	Fecha y hora de fin : dd/mm/aaaa hh:mm
---	--

3 Datos del medidor a contrastar

Número del medidor :	Tensión de trabajo :
Marca y modelo :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Constante del medidor (rev/kWh) :	Clase de precisión :
Año de fabricación :	ln medidor :

4 Datos del medidor patrón

Número del medidor :	Tipo de medidor : <input type="checkbox"/> Electromecánico <input type="checkbox"/> electrónico
Marca y modelo :	Clase de precisión :
Constante del medidor (rev/kWh) :	

5 Resultados de la contrastación del medidor

5.1 Estado actual del medidor

Precintos alterados :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Precintos rotos :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Tapa de medidor rota :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Tapa de medidor opaca :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Luna visor rota :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Luna visor opaca :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Caja sin tapa :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Conexión directa :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Tapa de la caja en mal estado :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Apreciación de conexiones :	<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):																													
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Condición</th> <th colspan="3">Nº Ensayos</th> <th rowspan="2">Promedio %</th> </tr> <tr> <th>1 ero</th> <th>2 do</th> <th>3 ero</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5% ln</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>10% ln</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>100% ln</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>l máx</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Nº Ensayos			Promedio %	1 ero	2 do	3 ero	5% ln					10% ln					100% ln					l máx				
Condición	Nº Ensayos			Promedio %																									
	1 ero	2 do	3 ero																										
5% ln																													
10% ln																													
100% ln																													
l máx																													
Prueba en vacío (0,001 ln) :	<input type="checkbox"/> Aprueba <input type="checkbox"/> Desaprueba																												
Aprobó la inspección :	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO																												

8 OBSERVACIONES:

Firma representante
Concesionaria

Firma representante
Contrastadora

Firma del usuario

Firma representante
Casinerg (Opcional)

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	Localidad	4	ALF	Código Localidad
2	Distrito	6	ALF	Código Ubigeo
3	Fecha de inicio de contrastaciones en el distrito	08	ALF	Ddmmazaa (día, mes y año)
4	Fecha final de contrastaciones en el distrito	08	ALF	Ddmmazaa (día, mes y año)
5	Número de mediciones en el distrito	04	N	

ANEXO N° 18

DISEÑO DE REGISTROS DEL REPORTE MENSUAL 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	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	Ddmmazaa (día, mes y año)
4	Fecha de la Inspección	8	ALF	Ddmmazaa (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	NÚMERO DEL MEDIDOR	10	ALF	Número del medidor del Cliente
10	Año de fabricación del medidor	4	N	En medidores antiguos sin registro de año de fabricación se podrá utilizar el año de instalación, el mismo que deberá concordar con la Base de Datos.
11	Verificación de Constante del medidor	4.3	N	
12	Verificación relación de transformación de Transductores	4.3	N	En equipos con medición indirecta
13	Desviación del dispositivo horario en minutos	2.1	N	En equipos con conmutación horaria
14	Verificación Tensión de alimentación del medidor	4.2	N	Se indica el menor valor
15	Verificación Aislamiento (obligatorio) en megohms	4.3	N	Se indica el menor valor
16	Apreciación Conexiones	1	ALF	B= Buena, M= Mala ; R= Regular
17	Estado del medidor	10.2	N	Lectura del medidor en inicio de prueba
18	CONSTANTE DEL MEDIDOR PATRÓN	10	ALF	
19	MARCA Y MODELO DEL MEDIDOR PATRÓN	20	ALF	
20	NÚMERO DEL MEDIDOR PATRÓN	10	ALF	
21	Prueba en Vacío, con 0.001 Corriente nominal Med. suministro	1	ALF	S= si aprueba ; N= no aprueba
22	% de Error al 5% del Medidor del suministro	3.2	N	
23	% de Error al 10% del Medidor del suministro	3.2	N	
24	% de Error al 100% del Medidor del suministro	3.2	N	
25	% de Error a Imáx del Medidor del suministro	3.2	N	
26	Aprobó inspección S= si ; N= no	1	ALF	S o N
27	Nombre de la empresa contrastadora	30	ALF	Que participó en la inspección.
28	Consumo Promedio del Usuario	6.2	N	kWh. (Promedio de los últimos 6 meses)
29	Número de suministro originalmente cronogramado	10	ALF	Código o número de suministro
30	Fecha en que se reemplazó el medidor	8	ALF	Ddmmazaa (día, mes y año). Sólo en caso no apruebe la inspección.
31	Observación al proceso de inspección o reemplazo	50	ALF	

ANEXO N° 19

DISEÑO DE REGISTRO DEL PROGRAMA MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxxx.MAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo N° 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Código del suministro más próximo al punto inicial del tramo a medirse	10	ALF	Para facilitar la ubicación del tramo a medirse
4	Número de vanos a medirse	04	NJM	
5	Longitud del tramo a medirse (km)	3.3	NJM	En el mes
6	Fecha programada para inicio de medición	8	ALF	Formato: ddmm-aaaa
7	Hora programada para inicio de medición	4	ALF	Formato: hhmm

ANEXO Nº AP3
DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE MENSUAL DE MEDICIONES DE CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del archivo: xxxAxxxx.RAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Número Identificador	14	ALF	Ver Anexo Nº 4
2	Código de la vía	7	ALF	
3	Código de poste o punto luminoso inicial del vano	10	ALF	IDENTIFICACIÓN
4	Código de poste o punto luminoso final del vano	10	ALF	DEL VANO MEDIDO
5	Distrito al que pertenece el Vano	8	ALF	Código Ubigeo
6	Tipo de alumbrado (ver tabla de códigos de tipo alumbrado)	3	ALF	Al final del Anexo Nº 1
7	Tipo de calzada: C= clara; O= oscura	1	ALF	C= clara; O= oscura
8	Longitud del vano medido(m)	3.1	N	
9	Illuminación media en la calzada (lux)	32	N	
10	Uniformidad media de iluminancia	12	N	
11	Índice de Control de Deslumbramiento (q)	22	N	
12	Illuminación media en la vereda	22	N	
13	Luminancia media con revestimiento seco (cd/m²)	22	N	
14	Uniformidad longitudinal	12	N	
15	Uniformidad media	12	N	
16	Fecha de la medición	8	ALF	Formato: ddmmyy
17	Hora de la medición	4	ALF	Formato: hhmm
18	Tramo cumple con los niveles FOTOMETRICOS MÍNIMOS: S= sí; N= no	1	ALF	Para la calzada y para la vereda
19	Altura (m)	2.2	N	Información del poste o punto inicial del Vano
20	Potencia de la lámpara (Watts)	4	N	
21	Tipo de luminaria	20	ALF	
22	Tipo de pastoral	20	ALF	
23	Tipo de lámpara	20	ALF	Información del poste o punto Final del Vano
24	Altura (m)	2.2	N	
25	Potencia de la lámpara (Watts)	4	N	
26	Tipo de luminaria	20	ALF	
27	Tipo de pastoral	20	ALF	En caso de haber efectuado la medición en vano alternativo
28	Tipo de lámpara	20	ALF	
29	Código de la vía originalmente programada	07	ALF	
30	En caso el vano no cumpla los niveles fotométricos mínimos: motivo por el cual el vano tiene alumbrado público deficiente	50	ALF	Lámpara apegada, Problemas de diseño, Envejecimiento de lámpara, Otros (Especificar)
31	Dirección del vano en caso ésta no cumpla los niveles fotométricos mínimos	80	ALF	Si el vano no aprueba, deben indicar la dirección del vano e información complementaria que facilite su ubicación

ANEXO Nº AP4
DISEÑO DE REGISTRO DEL REPORTE SEMESTRAL DE LA LONGITUD DE LAS VÍAS CON ALUMBRADO PÚBLICO DEFICIENTE

Nombre del archivo: xxxAxxSx.FAP (un solo registro por cada Sistema Eléctrico)

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo Nº 3
2	Código del sistema eléctrico	4	ALF	
3	Año de la medición	4	ALF	Formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la medición	2	ALF	S1 ó S2 (primer o segundo semestre)
5	Longitud Total medida en el semestre(L) en el sistema eléctrico	7.3	N	en km
6	Longitud de Vías con Alumbrado Público Deficiente l en el sistema eléctrico	7.3	N	en km
7	Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Público Deficiente l(%) en el sistema eléctrico.	3.3	N	$l(%) = (l/L) * 100$

ANEXO Nº AP5
TABLA SEMESTRAL DE COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO

Nombre del Archivo: xxxAxxSx.CAP

CAMPO	DESCRIPCIÓN	LONG	TIPO	OBSERVACIONES
1	Código empresa	3	ALF	Ver Anexo Nº 3
2	Código del sistema eléctrico	4	ALF	
3	Año al que corresponde la compensación	4	ALF	formato AAAA
4	Semestre al que corresponde la compensación	2	ALF	S1 ó S2 (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 Localidad (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	7.4	N	En U.S. dólares

ANEXO 2

- Norma Brasileña
- Norma Argentina

**Legislación e
Indicadores de
BRASIL**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 24, DE 27 DE JANEIRO DE 2000.(*)

Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria e tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art.25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso III do art. 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e considerando que:

—existe a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à continuidade da distribuição de energia elétrica definidas na Portaria DNAEE nº 046/78, de 17 de abril de 1978;

—compete à ANEEL regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

—compete à ANEEL estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta ou indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor; e

foram recebidas sugestões dos consumidores, de associações representativas dos distribuidores de energia elétrica, das concessionárias de serviço público de energia elétrica, bem como sugestões encaminhadas em função da Audiência Pública nº 005, realizada em 29 de outubro de 1999, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras.

Art. 2º A continuidade da distribuição de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras e às unidades consumidoras individualmente consideradas.

DA TERMINOLOGIA E CONCEITOS

Art. 3º Para os efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e os conceitos a seguir definidos:

I - Concessionária ou Permissionária

Agente titular de concessão ou permissão federal para explorar a prestação de serviços públicos de energia elétrica, referenciado, doravante, nesta Resolução, apenas pelo termo concessionária.

II - Conjunto de Unidades Consumidoras

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL.

III - Consumidor

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito legalmente representada, responsável pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos do órgão regulador, assim vinculando-se ao contrato de fornecimento, uso do sistema ou de adesão.

IV - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

V - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

VI - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)

Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

VII - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

Número de interrupções ocorridas , em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

VIII - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.

IX - Indicador de Continuidade

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

X - Indicador de Continuidade Global

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico agregada por empresa, estado, região ou país.

XI - Interrupção

Descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora.

XII - Interrupção de Longa Duração

Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

XIII - Interrupção Programada

Interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da concessionária.

XIV - Interrupção de Urgência

Interrupção deliberada no sistema elétrico da concessionária, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços.

XV - Metas de Continuidade

Padrões estabelecidos pela ANEEL, para os indicadores de continuidade, a serem respeitados mensalmente, trimestralmente e anualmente, para períodos preestabelecidos.

XVI - Padrão de Continuidade

Valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela ANEEL e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

XVII - Restabelecimento da Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica

Retorno do neutro e da tensão disponível em todas as fases, com permanência mínima de tempo igual a 1 minuto, no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

XVIII - Serviço Essencial

Todo serviço ou atividade caracterizado como de fundamental importância para a sociedade, desenvolvido nas unidades consumidoras a seguir exemplificadas:

- a) serviço público de tratamento de água e esgoto;
- b) processamento de gás liquefeito de petróleo e combustíveis;
- c) estabelecimento hospitalar público ou privado;
- d) transporte coletivo;
- e) serviço público de tratamento de lixo;
- f) serviço público de telecomunicações;
- g) centro de controle de tráfego aéreo; e
- h) segurança pública.

XIX - Unidade Consumidora

Conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e vinculada a um único consumidor.

DA COLETA E ARMAZENAMENTO DOS DADOS DE INTERRUPÇÕES

Art. 4º A partir de janeiro de 2000 os indicadores de continuidade deverão ser apurados por meio de procedimentos auditáveis e que contemplem desde o nível de coleta de dados das interrupções até a transformação desses dados em indicadores.

§ 1º Os dados das interrupções de longa duração e os indicadores deles provenientes deverão ser mantidos por um período mínimo de 3 (três) anos, para uso da ANEEL bem como dos consumidores.

§ 2º Para cada conjunto afetado por interrupções de longa duração deverão ser apresentadas as seguintes informações:

unidades consumidoras do conjunto em cada mês da apuração; e

identificação do conjunto.

a interrupção de longa duração ocorrida em cada unidade consumidora do conjunto, apresentadas as seguintes informações:

;

centésimo de minutos do início e restabelecimento da interrupção; e

o número de unidades consumidoras atingidas em cada interrupção

de 1º de janeiro de 2003 esses dados deverão estar disponíveis em meio eletrônico, contendo o código de identificação de cada unidade consumidora.

DEFINIÇÃO DA INTERRUPÇÃO A SER CONSIDERADA

As concessionárias deverão apurar os indicadores de continuidade de duas formas:

a) as interrupções com duração maior ou igual a 3 (três) minutos; e

b) as interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

As concessionárias cujos contratos de concessão estabelecem obrigatoriedade de continuidade de serviço e continuidade considerando interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto deverão enviar os dados à ANEEL nas formas dos incisos I e II.

As concessionárias não enquadradas no parágrafo anterior deverão enviar os indicadores de continuidade de acordo com o inciso I.

A partir de janeiro de 2005, para todas as concessionárias, os indicadores de continuidade de serviço a serem enviados à ANEEL deverão contemplar todas as interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto e deverão ser estabelecidos novos padrões de continuidade considerando-se apenas as concessionárias.

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO

As concessionárias deverão apurar, para todos os seus conjuntos de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

1. Índice Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

O Índice DEC deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

(i)

—

2. Índice Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

Para a apuração do FEC deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc}$$

Onde :

- DEC* = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- FEC* = Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;
- Ca(i)* = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (*i*), no período de apuração;
- t(i)* = Duração de cada evento (*i*), no período de apuração;
- i* = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- k* = Número máximo de eventos no período considerado;
- Cc* = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

DAS INTERRUPTÕES A SEREM CONSIDERADAS

Art. 7º Na apuração dos indicadores deverão ser consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, admitidas apenas as seguintes exceções:

I - falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros; e

II - interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo.

DO CRITÉRIO DE FORMAÇÃO DOS CONJUNTOS

Art. 8º Os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela concessionária, respeitadas as seguintes condições:

I - quando um conjunto for subdividido/agrupado deverão ser definidos novos padrões de continuidade, levando-se em consideração o histórico existente;

II - o conjunto definido deverá permitir a identificação geográfica da localização das unidades consumidoras; e

III - não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

§1º A formação dos respectivos conjuntos deverá ser validada conjuntamente com as concessionárias até 30 de junho de 2000, podendo a ANEEL, a qualquer momento, solicitar a revisão da configuração de quaisquer conjuntos, caso em que as concessionárias deverão providenciar a respectiva implementação, observando a vigência dos mesmos a partir do mês de janeiro do ano subsequente.

§2º A referida revisão da configuração de quaisquer conjuntos dar-se-á, no máximo, até o mês de setembro do ano em curso.

DO PERÍODO DE APURAÇÃO E CÁLCULO DOS INDICADORES

Art. 9º Será mensal o período de apuração do intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções ocorridas no conjunto de unidades consumidoras considerado.

§ 1º O valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, será o quociente de uma operação de divisão, onde:

a) o numerador será o somatório do produto dos valores mensais do indicador apurado com 2 (duas) casas decimais, pelo número de unidades consumidoras informado em cada mês do período (trimestral ou anual); e

b) o denominador será a média aritmética do número de unidades consumidoras informadas em cada mês do período (trimestral ou anual).

§ 2º Para o cálculo do indicador de continuidade global será realizada média ponderada dos indicadores DEC ou FEC enviados mensalmente à ANEEL, utilizando-se como fator de ponderação o número de unidades consumidoras de cada conjunto do mês correspondente.

DO ENVIO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

Art. 10. A partir de janeiro de 2000 as concessionárias deverão enviar à ANEEL os indicadores DEC e FEC de todos os seus atuais conjuntos, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração.

Parágrafo único. Em caso de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a Legislação vigente, as concessionárias envolvidas deverão apurar e enviar à ANEEL os indicadores de continuidade de duas formas distintas: uma considerando o efeito do racionamento sobre os valores finais dos indicadores e a outra desconsiderando o referido efeito.

DOS NOVOS CRITÉRIOS DE AGRUPAMENTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Art. 11. A partir de janeiro de 2003 as concessionárias poderão propor à ANEEL novos critérios para o agrupamento das unidades consumidoras, observando as seguintes condições:

I - qualquer critério de agrupamento proposto deverá permitir ao consumidor a identificação por meio de vinculação geográfica, do conjunto no qual está localizada a sua unidade consumidora;

II - deverá existir, para avaliação, um histórico de, no mínimo, 3 (três) anos de utilização de critério de agrupamento diferente do estabelecido nesta Resolução;

III - deverão ser evidenciadas as vantagens técnicas, econômicas e sociais da nova proposta em relação ao critério vigente de agrupamento.

DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS

Art. 12. As concessionárias deverão apurar, em até 30 (trinta) dias, sempre que solicitado pelo consumidor ou pela ANEEL, os indicadores a seguir discriminados:

I - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC)

Para a apuração do DIC deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

II - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC)

Para a apuração do FIC deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Onde:

- DIC* = Duração das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de hora;
- FIC* = Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em número de interrupções;
- I* = Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a *n*;
- N* = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; e
- t(i)* = Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

III - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)

DAS INTERRUPTÕES A SEREM CONSIDERADAS

Art. 13. Na apuração dos indicadores DIC e FIC deverão ser consideradas todas as interrupções, inclusive as programadas e de urgência, admitidas apenas as exceções previstas no art. 7º.

DO AVISO E REGISTRO DAS INTERRUPTÕES

Art. 14. As concessionárias deverão avisar a todos os seus consumidores sobre as interrupções programadas, observando os seguintes procedimentos :

I - para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, cuja demanda contratada seja igual ou superior a 500 kW: a interrupção deverá ser informada por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis, diretamente aos consumidores afetados;

II - para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV, que prestem serviço essencial: a interrupção deverá ser informada por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;

III - para outras unidades consumidoras: a interrupção deverá ser divulgada por meios eficazes de comunicação de massa ou, a critério da concessionária, avisados os consumidores por meio de documento escrito e personalizado, informando a abrangência geográfica, o horário de início e término

da interrupção, em qualquer caso, com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas em relação ao início da interrupção.

§ 1º As concessionárias deverão promover ampla divulgação, periodicamente, por meios eficazes, sobre a necessidade e importância do cadastramento de unidades consumidoras onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana, e dependentes de energia elétrica, a fim de que as mesmas sejam avisadas, de forma preferencial e obrigatória, no caso das interrupções programadas, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à interrupção.

§ 2º As concessionárias deverão manter e disponibilizar, por 3 (três) anos, os registros de todas as interrupções de caráter de urgência e as programadas, discriminando-as em formulário próprio.

DA INFORMAÇÃO DOS INDICADORES NA FATURA DOS USUÁRIOS

Art. 15. A partir de janeiro de 2001 as concessionárias deverão incluir na fatura dos usuários, de forma clara e auto-explicativa, os seguintes dados:

I - nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;

II - metas mensais para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC) e de conjunto;

III - valores de DEC e FEC verificados no conjunto no mês anterior à emissão da fatura.

§ 1º Para as unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, além das informações mencionadas nos incisos I a III deste artigo, deverão ser incluídos os valores de DIC e FIC apurados no mês anterior.

§ 2º Até dezembro de 2004, para as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV, além das informações mencionadas nos incisos I a III deste artigo, o consumidor deverá ser informado sobre o seu direito de solicitar à concessionária a apuração dos indicadores DIC, FIC e DMIC a qualquer tempo.

§ 3º A partir de janeiro de 2005 nas faturas das unidades consumidoras enquadradas no § 2º deverão ser incluídos, também, os valores de DIC, FIC e DMIC apurados no mês anterior.

DO SISTEMA DE ATENDIMENTO ÀS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES

Art. 16. As concessionárias deverão dispor de sistemas ou mecanismos de atendimento emergencial, acessíveis aos consumidores finais, para que os mesmos apresentem suas reclamações quanto a problemas relacionados ao serviço de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de sensoriamento automático da rede.

§ 1º Para que o atendimento emergencial seja considerado adequado, as concessionárias deverão dispor de, no mínimo, serviço de atendimento telefônico gratuito, disponível todos os dias durante 24 (vinte e quatro) horas, acessível de qualquer localidade de sua área de concessão e contendo linhas telefônicas em quantidade compatível com a demanda de serviços.

§ 2º A implantação deste sistema de atendimento telefônico gratuito deverá ser efetuada até 31/12/2000, limitada apenas às condições técnicas dos serviços telefônicos locais.

DAS METAS DE CONTINUIDADE

Art. 17. Visando manter ou melhorar a continuidade da distribuição da energia elétrica serão estabelecidas, entre a ANEEL e as concessionárias, metas para os indicadores individuais, de conjunto, área de concessão ou global da empresa a partir das seguintes disposições:

I - Metas para os Indicadores de Continuidade dos Conjuntos

Até 30 de junho de 2000 serão estabelecidas metas mensais, trimestrais e anuais de continuidade por conjunto, em conformidade com o critério de formação de conjuntos estabelecido nesta Resolução, tendo como referência os valores históricos dos indicadores informados pela respectiva concessionária, as metas estabelecidas nos contratos de concessão e a análise comparativa de desempenho das concessionárias.

As metas para os indicadores de continuidade dos conjuntos, estabelecidas com base neste artigo, entrarão em vigor a partir de janeiro de 2001 e serão renegociadas a cada revisão ordinária das tarifas;

II - Metas para os Indicadores de Continuidade Individuais

A partir de janeiro de 2003 as metas de DIC, FIC e DMIC deverão obedecer aos valores estabelecidos nas tabelas seguintes, de acordo com as metas anuais definidas entre a ANEEL e as concessionárias para cada conjunto de unidades consumidoras:

Tabela 1

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento :						
	69 kV ≤ Tensão < 230 kV						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
Anual	Trim.	Mensal	Anual		Trim.	Mensal	
0 - 20	8	4	3	2	4	3	3
> 20 - 40	12	6	4	3	6	4	4
> 40	16	8	6	3	8	6	6

Tabela 2

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento :						
	1 kV ≤ Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
Anual	Trim.	Mensal	Anual		Trim.	Mensal	
0 - 5	25	13	8	6	18	9	6
> 5 - 10	30	15	10	6	20	10	7
> 10 - 20	35	18	12	6	25	13	8
> 20 - 30	40	20	13	6	30	15	10
> 30 - 45	45	23	15	8	35	18	12
> 45 - 60	52	26	17	8	45	23	15
> 60	64	26	21	10	56	23	19

Tabela 3

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas no perímetro urbano atendidas em tensão inferior a 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com potência disponibilizada igual ou superior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 5	40	20	13	6	25	13	8
> 5 – 10	50	25	17	6	30	15	10
> 10 – 20	55	28	19	8	35	18	12
> 20 – 30	65	32	22	8	40	20	13
> 30 – 45	75	32	25	10	50	25	17
> 45 – 60	80	32	27	10	56	26	19
> 60	80	32	27	12	64	26	22

Tabela 4

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas fora do perímetro urbano com potência disponibilizada inferior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	80	40	27	12	40	20	13
> 10 – 20	85	43	29	12	50	25	17
> 20 – 30	90	45	30	12	60	30	20
> 30 – 45	100	48	33	14	75	38	25
> 45 – 60	110	48	37	14	90	38	30
> 60 – 80	120	48	40	16	90	38	30
> 80	120	48	40	18	96	38	32

DOS CRITÉRIOS PARA O ESTABELECIMENTO DE NOVOS PADRÕES E METAS

Art. 18. A partir de janeiro de 2002 as concessionárias poderão propor padrões diferentes dos estabelecidos nesta Resolução, para os indicadores individuais de unidades consumidoras, observando os seguintes critérios:

I - para os conjuntos agrupados em função das metas de continuidade dos indicadores DEC e FEC, deverão ser apresentadas as distribuições de frequência acumulada de DIC, FIC e DMIC das unidades consumidoras reunidas por faixa de tensão de atendimento, discriminada em redes urbanas ou rurais e consumo de energia elétrica conforme definido nas Tabelas 1, 2, 3 e 4; e

II - as distribuições de frequência acumulada deverão possuir um histórico de dados de DIC, FIC e DMIC de, no mínimo, 12 (doze) meses, separadas em períodos mensais, trimestrais e anuais.

Art. 19. A partir de janeiro de 2004 as concessionárias deverão disponibilizar, à ANEEL, as distribuições de frequência acumulada dos indicadores individuais, observando os critérios fixados no art. 18.

Parágrafo único. Estas informações servirão de base, para a ANEEL, para revisões futuras das tabelas 1, 2, 3 e 4.

Art. 20. Quando da celebração de contratos de fornecimento, uso do sistema ou adesão, poderão ser definidas e fixadas metas de continuidade que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados.

DAS PENALIDADES POR VIOLAÇÃO DAS METAS DE CONTINUIDADE

Art. 21. Serão classificadas em dois grupos as possíveis violações das metas estabelecidas:

I - Violação de Padrão do Indicador de Continuidade Individual (Grupo 1)

Fato gerador :Violação de padrão do indicador de continuidade individual em relação ao período de apuração do indicador.

Penalidade : Pagamento de multa, pela concessionária, ao consumidor afetado, a ser creditado na fatura de energia elétrica no mês subsequente à apuração.

No cálculo do valor das multas serão utilizadas as seguintes fórmulas:

a) Para o DIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

b) Para o DMIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

c) Para o FIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

Onde:

DIC_v = Duração de Interrupção por Unidade Consumidora, verificada no período em horas e centésimos de hora;

DIC_p = Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Duração de Interrupção Individual em horas e centésimos de hora;

DMIC_v = Duração Máxima de Interrupção Contínua, verificada, por interrupção, em horas e centésimos de hora;

DMIC_p = Metas de continuidade estabelecidas para o indicador, por interrupção, em horas;

FIC_v = Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora verificada, em número de interrupções por período;

FIC_p = Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, em número de interrupções por período;

CM = Média aritmética do valor das faturas mensais do consumidor afetado , relativas às tarifas de uso, referentes aos 3 (três) meses anteriores à ocorrência;

730 = Número médio de horas no mês; e

kei = Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 50, e cujo valor, fixado em 10 (dez), poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão ordinária das tarifas.

II - Violação de Padrão do Indicador de Continuidade de Conjunto (Grupo 2)

Fato gerador: Violação de padrão do indicador de continuidade de conjunto em relação ao período de apuração do indicador.

Penalidade : Pagamento de multa conforme as disposições da Resolução ANEEL n.º 318, de 6 de outubro de 1998, e suas eventuais atualizações.

Art. 22. Para efeito de aplicação de eventual penalidade, quando da violação das metas estabelecidas, serão consideradas as seguintes disposições:

I - interrupções que afetarem simultaneamente mais de 50% das unidades consumidoras pertencentes ao mesmo conjunto, associadas a situações de emergência ou de calamidade pública decretada por órgãos competentes, não serão consideradas para efeito de aplicação de penalidades do Grupo I;

II - no caso de consumidores inadimplentes, o valor das multas por violação de padrão do indicador de continuidade individual poderá ser utilizado para quitar débitos vencidos, a critério da concessionária;

III - quando se tratar de multas a favor do consumidor, a concessionária deverá manter registro, em formulário próprio, para uso da ANEEL, com os seguintes dados:

- a) nome dos consumidores favorecidos;
- b) endereço das unidades consumidoras;
- c) nome do conjunto a que pertence a unidade consumidora;
- d) período referente à constatação da violação;
- e) importância individual de cada multa; e
- f) valores dos indicadores violados.

IV - quando ocorrer violação de mais de um indicador de continuidade, no período de apuração, deverá ser considerado para efeito de aplicação de penalidade aquele indicador que apresentar maior percentual de violação;

V - o valor da penalidade, associado à violação do indicador de continuidade individual, será limitado em 1% (um por cento) do faturamento da concessionária nos últimos 12 (doze) meses, e terá como limite superior, em relação à média dos últimos 3 (três) meses da fatura da unidade consumidora, os seguintes valores :

- a) 10 (dez) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão menor ou igual a 1kV;
- b) 5 (cinco) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão maior que 1kV e menor que 69kV; e
- c) 3 (três) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão maior ou igual a 69kV.

VI - para efeito de aplicação de penalidades, no caso de violações das metas anuais, trimestrais e mensais estabelecidas para os conjuntos de unidades consumidoras de cada concessionária, será realizada, no mínimo, uma avaliação anual pela ANEEL no ano civil subsequente;

VII - do montante das penalidades estabelecido quando da violação de padrões dos indicadores do Grupo 2, deverão ser descontadas as multas relacionadas à violação de padrões dos indicadores de continuidade individual, desde que os valores respectivos tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados e comprovado pelas concessionárias;

VIII - no caso de pagamento de multas aos consumidores, devido a violação de padrões dos indicadores de continuidade individual, deverão ser obedecidos os critérios estabelecidos a seguir:

a) do montante calculado para a multa pela violação da meta trimestral, estabelecida para cada ano civil, deverão ser descontados os valores relativos à violação da meta mensal, desde que esses valores já tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados; e

b) do montante calculado para a multa pela violação da meta anual, estabelecida para cada ano, deverão ser descontados os valores relativos à violação da meta mensal e/ou trimestral, desde que esses valores já tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 23. As concessionárias cujos contratos de concessão estabelecem metas de continuidade, para os conjuntos de unidades consumidoras, deverão observar, até 31 de dezembro de 2000, os padrões de continuidade estabelecidos nos respectivos contratos de concessão.

Parágrafo único. As concessionárias que não puderem atender as metas de DEC e FEC estabelecidas nos contratos de concessão, para o ano 2000, deverão apresentar justificativa técnica que evidencie a impossibilidade do cumprimento, visando a sua redefinição junto à ANEEL.

Art. 24. As concessionárias que não se enquadrarem nas condições do artigo anterior deverão considerar como metas, para o ano 2000, os padrões estabelecidos na Portaria DNAEE nº 046/78.

Art. 25. Para as concessionárias cujos contratos de concessão estabeleçam obrigatoriedade de apuração dos indicadores de continuidade, considerando interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto, os valores das multas decorrentes da aplicação de penalidades por violação das metas de continuidade, estabelecidas nos arts. 21 e 22, serão determinados tendo como referência essa forma de apuração.

Art. 26. A partir de janeiro de 2000 e até 2002 as metas anuais de DIC e FIC deverão obedecer aos valores estabelecidos na Tabela 5.

Tabela 5

Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais						
Descrição do Sistema de Atendimento às Unidades Consumidoras	2000		2001		2002	
	DIC	FIC	DIC	FIC	DIC	FIC
Tensão ≤ 1kV situadas em zona rural	150	120	135	108	120	96
Tensão ≤ 1kV situadas em zona urbana	100	80	90	72	80	64
Sistema Aéreo com 1 kV < Tensão < 69 kV	80	70	72	63	64	56
Sistema Aéreo com 69 kV ≤ Tensão < 230 kV	30	40	24	32	24	24
Sistema Subterrâneo	16	8	14	6	12	4

§ 1º As metas mensais e trimestrais de DIC e FIC, para cada unidade consumidora, não poderão ser superiores a 30% e 40%, respectivamente, das metas anuais fixadas na Tabela 5.

§ 2º As concessionárias cujos contratos de concessão apresentem valores para os indicadores de continuidade individuais inferiores aos fixados na Tabela 5 deverão obedecer aos valores estabelecidos no respectivo contrato.

Art. 27. Até 31 de dezembro de 2002 as concessionárias poderão apurar os indicadores de continuidade de conjuntos, DEC e FEC, utilizando o critério de correlação (unidade consumidora/potência instalada) conforme metodologia de cálculo discriminada a seguir:

Para cada conjunto, o número de unidades consumidoras atingidas por uma interrupção poderá ser calculado utilizando-se a fórmula seguinte:

$$Ca(i) = Pa(i) * \frac{Cbtu}{Pbtu} + Cbtr(i) + Cmt(i)$$

Sendo:

- $Ca(i)$ = Número de unidades consumidoras atingidas em um evento (i), no período de apuração;
- i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- $Pa(i)$ = Potência instalada dos transformadores que alimentam as cargas das unidades consumidoras atendidas em tensão até 1kV, localizadas em zona geográfica urbana, atingidas na interrupção (i);
- $Cbtu$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão até 1kV, do conjunto considerado, localizadas em zona geográfica urbana;
- $Pbtu$ = Potência instalada dos transformadores que alimentam as cargas das unidades consumidoras atendidas em tensão até 1kV, localizadas em zona geográfica urbana;
- $Cbtr(i)$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão até 1kV, localizadas em zona geográfica rural atingidas na interrupção (i);
- $Cmt(i)$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 230 kV, atingidas na interrupção (i).

Parágrafo único. Nos casos em que o contrato de concessão fixar data limite inferior à estabelecida neste artigo, as concessionárias deverão obedecer às disposições contidas nos respectivos contratos.

Art. 28. A partir de julho de 2000 o OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO—ONS deverá apurar e divulgar os indicadores de duração e frequência de interrupção, assim como o de duração máxima de interrupção contínua, referentes às barras de conexão da Rede Básica com os demais agentes.

§ 1º Todos os dados necessários à formação e apuração dos indicadores deverão ser disponibilizados ao ONS pelos agentes detentores de instalações de transmissão que compõem a Rede Básica.

§ 2º Até junho de 2000 o ONS proporá os padrões de desempenho, por barra de conexão, referentes aos indicadores citados no *caput* deste artigo, para aprovação pela ANEEL.

§ 3º Os padrões de que trata o parágrafo anterior deverão ser observados a partir de janeiro de 2001.

§ 4º O detalhamento necessário ao cálculo dos indicadores e as respectivas ações, para que o sistema opere de acordo com os limites neles propostos, serão definidos nos Procedimentos de Rede.

Art. 29. Até julho de 2000 as concessionárias de transmissão detentoras de instalações não integrantes da Rede Básica e as concessionárias de distribuição que atendam a outras concessionárias deverão ajustar com a ANEEL as metas dos indicadores DIC, FIC e DMIC por ponto de entrega.

Art. 30. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação, revogando-se os arts. 1º a 4º e 7º a 17 da Portaria DNAEE nº 046, de 17/04/78, permanecendo os demais artigos em vigência até dezembro de 2000.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

(*)Republicado por ter saído com incorreção, no original, no D.O. nº 20-E, de 28/01/00, Seção 1, pág. 23 a 26.

PORTARIA Nº. 046, DE 17 DE ABRIL DE 1978

DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE POR CONJUNTO

Art. 5º Os valores máximos anuais dos índices de continuidade (DEC e FEC), a serem observados pelos concessionários com relação aos consumidores componentes de cada conjunto, são os seguintes:

I - para os consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV; DEC = 15 (quinze) e FEC = 25 (vinte e cinco);

II - para os consumidores atendidos em tensão de transmissão, subtransmissão, inferior a 69 kV, primária ou secundária de distribuição: os constantes do Quadro anexo a presente Portaria.

Art. 6º Os concessionários devem observar relativamente aos consumidores componentes de cada conjunto, como valores máximos trimestrais dos índices de continuidade (DEC e FEC), os equivalentes a 40 % (quarenta por cento) dos referidos no artigo anterior.

QUADRO ANEXO À PORTARIA Nº. 046 DE 17 DE ABRIL DE 1978 DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA

Valores Máximos Anuais de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) - Consumidor Atendido em Tensão de Transmissão, Subtransmissão, Inferior a 69 KV, Primária ou Secundária de Distribuição.

CONJUNTO DE CONSUMIDORES	DEC	FEC
	(HORAS)	(NÚMERO)
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado	15	20
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial	20	25
Atendido por sistema aéreo, com mais de 50.000 consumidores	30	45
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15.000 e 50.000	40	50
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5.000 e 15.000	50	60
Atendido por sistema aéreo, com número de	70	70

consumidores entre 1.000 e 5.000		
Atendido por sistema aéreo, com menos de 1.000 consumidores	120	90

[Voltar](#)



PORTARIA Nº 047, de 17 de abril de 1978

O Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no uso de suas atribuições, tendo em vista a competência legal deste Departamento para resolver sobre as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica; e

Considerando ser imprescindível para a conceituação de serviço adequado o estabelecimento dos níveis de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões, em geral, a serem observados pelos concessionários de serviços públicos de eletricidade;

Resolve

Art. 1º O concessionário de serviço público de energia elétrica deve observar, quanto às tensões de fornecimento a seus consumidores, os seguintes critérios:

I - quando o atendimento for feito em tensão de transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição:

a) a tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia pode ser fixada entre + 5% (mais cinco por cento) e - 5% (menos cinco por cento) com relação a tensão nominal do sistema;

b) os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto da entrega de energia são os seguintes:

1 - até 30 de junho de 1980: + 5% (mais cinco por cento) e - 10% (menos dez por cento), entendido este último como limite precário;

2 - após 1º de julho de 1980: + 5% (mais cinco por cento) e - 7,5% (menos sete e meio por cento), entendidos estes como limites adequados.

II - quando o atendimento for feito em tensão secundária de distribuição, os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia são os seguintes:

a) até 30 de junho de 1980: os constantes do Quadro I (limites precários) anexo a esta Portaria;

b) após o 1º de julho de 1980: os constantes do Quadro II (limites adequados) anexo a esta Portaria.

§ 1º Os limites de variação de que trata a alínea "b" do inciso I supra referem-se à tensão fixada nos termos da alínea "a" do mesmo inciso, ou, na falta desta, com relação à tensão nominal do sistema.

§ 2º Os limites de variação de que trata o inciso II supra referem-se à tensão nominal do sistema.

§ 3º Caso, em atendimento em tensão secundária de distribuição, seja utilizada tensão nominal diferente das relacionadas nos Quadros anexos a esta Portaria, o concessionário deve solicitar ao DNAEE que fixe para essa tensão limites de variação específicos.

§ 4º Após 1º de julho de 1980 os limites precários (inciso I, alínea "b", item 1 e inciso II, alínea "a" supra) só prevalecerão:

a) para os efeitos do disposto no § 2º do Art. 3º;

b) em caso de manobra para transferência de carga, ou defeito em equipamento, com duração inferior a 5 (cinco) dias.

Art. 2º O concessionário deve verificar a tensão de fornecimento, por processo direto ou indireto:

I - Sempre que solicitado pelo DNAEE, no ponto do sistema, pelo período e no prazo requeridos:

II - Sempre que solicitado por escrito pelo consumidor, no correspondente ponto de entrega de energia, informando-o até 30 (trinta) dias após o recebimento da solicitação, do resultado apurado;

III - a seu critério, periodicamente.

§ 1º O DNAEE, ou o consumidor, quando de sua solicitação, pode optar pelo emprego apenas de processo direto de verificação.

§ 2º Por processo direto de verificação de tensão entende-se aquele em que se utilize aparelho indicador ou registrador. O concessionário deve dispor dos aparelhos necessários à verificação direta da tensão.

§ 3º Por processo indireto de verificação de tensão entende-se qualquer dos seguintes:

a) estudos analíticos de redes, utilizando ou não computador digital;

b) controle de redes pela aplicação de sistema computacional baseado em modelo estatístico-matemático;

c) cálculo da tensão em função da carga, pelos métodos usuais de determinação de quedas de tensão em sistemas elétricos;

d) outros processos adotados pelo concessionário e considerados adequados pelo DNAEE.

Art. 3º Quando, em procedimento de verificação de tensão, forem constatados valores fora dos limites de variação a que se refere o artigo 1º, o concessionário deve adotar as providências que se

§ 1º Os limites de variação de que trata a alínea "b" do inciso I supra referem-se à tensão fixada nos termos da alínea "a" do mesmo inciso, ou, na falta desta, com relação à tensão nominal do sistema.

§ 2º Os limites de variação de que trata o inciso II supra referem-se à tensão nominal do sistema.

§ 3º Caso, em atendimento em tensão secundária de distribuição, seja utilizada tensão nominal diferente das relacionadas nos Quadros anexos a esta Portaria, o concessionário deve solicitar ao DNAEE que fixe para essa tensão limites de variação específicos.

§ 4º Após 1º de julho de 1980 os limites precários (inciso I, alínea "b", item 1 e inciso II, alínea "a" supra) só prevalecerão:

a) para os efeitos do disposto no § 2º do Art. 3º;

b) em caso de manobra para transferência de carga, ou defeito em equipamento, com duração inferior a 5 (cinco) dias.

Art. 2º O concessionário deve verificar a tensão de fornecimento, por processo direto ou indireto:

I - Sempre que solicitado pelo DNAEE, no ponto do sistema, pelo período e no prazo requeridos;

II - Sempre que solicitado por escrito pelo consumidor, no correspondente ponto de entrega de energia, informando-o até 30 (trinta) dias após o recebimento da solicitação, do resultado apurado;

III - a seu critério, periodicamente.

§ 1º O DNAEE, ou o consumidor, quando de sua solicitação, pode optar pelo emprego apenas de processo direto de verificação.

§ 2º Por processo direto de verificação de tensão entende-se aquele em que se utilize aparelho indicador ou registrador. O concessionário deve dispor dos aparelhos necessários à verificação direta da tensão.

§ 3º Por processo indireto de verificação de tensão entende-se qualquer dos seguintes:

a) estudos analíticos de redes, utilizando ou não computador digital;

b) controle de redes pela aplicação de sistema computacional baseado em modelo estatístico-matemático;

c) cálculo da tensão em função da carga, pelos métodos usuais de determinação de quedas de tensão em sistemas elétricos;

d) outros processos adotados pelo concessionário e considerados adequados pelo DNAEE.

Art. 3º Quando, em procedimento de verificação de tensão, forem constatados valores fora dos limites de variação a que se refere o artigo 1º, o concessionário deve adotar as providências que se

fizerem necessárias para a correção da tensão, ressalvado o disposto no parágrafo 3º deste artigo.

§ 1º Concluídas as providências, deve ser efetuada nova verificação de tensão, cujo resultado será comunicado:

a) ao DNAEE, quando as verificações forem decorrentes de solicitação sua, no prazo por ele fixado para o caso;

b) ao consumidor, quando as verificações forem decorrentes de solicitação sua, no prazo de 90 (noventa) dias contados da data em que for prestada a informação a que alude o inciso II do art. 2º, salvo autorização específica do DNAEE para adoção de prazo superior, em razão de justificativa apresentada pelo concessionário.

§ 2º O prazo de que trata a alínea "b" do parágrafo anterior será dilatado para 360 (trezentos e sessenta) dias, independentemente de autorização do DNAEE, quando em verificação inicial, realizada após 1º de julho de 1980, forem registradas tensões fora dos limites adequados, porém dentro dos limites precários.

§ 3º Caso, para a correção da tensão, seja necessário aumentar a geração térmica dependente de combustíveis derivados de petróleo, o concessionário deve submeter o assunto à apreciação do DNAEE, para que este resolva sobre o aumento e, se for o caso, fixe prazo específico para sua efetivação.

Art. 4º Quando, em procedimento de verificação de tensão por solicitação do consumidor, forem constatados valores dentro dos limites adequados a que se refere o artigo 1º, o concessionário pode cobrar do solicitante o custo do serviço, de acordo com o que for indicado pelo DNAEE.

Art. 5º O concessionário deve organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de verificação de tensão formuladas por consumidores, os seguintes dados:

I - data da solicitação;

II - ocorrências que determinaram a solicitação;

III - resultado da verificação efetuada pelo concessionário;

IV - data da informação do resultado ao consumidor;

V - providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;

VI - resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o inciso anterior, se for o caso;

VII - data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o inciso anterior, se for o caso;

Parágrafo único. Os dados a que se refere este artigo devem ser mantidos nos registros por 12 (doze) meses a contar da data a que alude o inciso IV supra, ou, se for o caso, da data a que alude o inciso VII supra.

Art. 6º As disposições da presente Portaria não se aplicam em casos de:

I - variações momentâneas da tensão, ocasionadas pelos defeitos, manobras, alterações bruscas de carga ou perturbações similares;

II - vendas de energia em grosso para fins de revenda.

Art. 7º Os casos omissos e eventuais dúvidas relativas a execução do disposto nesta Portaria devem ser submetidos à apreciação da Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade do DNAEE.

Art. 8º Esta Portaria entrará em vigor 180 (cento e oitenta) dias após a data de sua publicação.

LUIZ CARLOS MENEZES

Diretor-Geral

DOU 26.04.78

QUADRO I

Anexo à Portaria nº 047 de 17 de abril de 1978 do Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - Limites Precários de Variação de Tensão - Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição

Tensão Nominal (volts)		Limites de Variação	
		Mínimo (volts)	Máximo (volts)
4 Fios	Trifásicos		
	220 / 127 380 / 220	189 / 109 327 / 189	233 / 135 403 / 233
2 ou 3 Fios	Monofásicos		
	230 / 115	206 / 103	254 / 127
	240 / 120	206 / 103	254 / 127
	254 / 127 440 / 220	/ 109 378 / 189	/ 135 466 / 233

QUADRO II

Anexo à Portaria nº 047 de 17 de abril de 1978 do Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - Limites Adequados de Variação de Tensão - Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição

Tensão Nominal (volts)		Limite de Variação	
		Mínimo (volts)	Máximo (volts)
4 Fios	Trifásicos		
	220 / 127 380 / 220	201 / 116 (190:110*) 348 / 201	229 / 132 396 / 229
2 ou 3 Fios	Monofásicos		
	230 / 115	212 / 106	242 / 121
	254 / 127	/ 110	/ 132
	440 / 220	402 / 201	458 / 229
	240 / 120	216 / 108	250 / 125
	230 / 115	216 / 108	250 / 125
(*) Exclusivamente nos pontos da rede secundária em que as ligações forem entre fase e neutro			



PORTARIA Nº 087, DE 1º DE AGOSTO DE 1980

O Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, no uso de suas atribuições,
e

Considerando que o atual nível de recursos destinados a manutenção dos sistemas elétricos não possibilita, a grande parte dos concessionários de serviços públicos de eletricidade, a observância dos limites adequados de variação da tensão de fornecimento, previstos na Portaria nº 047, de 17 de abril de 1978

RESOLVE:

Art. 1º Alterar as datas estipuladas pela Portaria nº 047, de 17 de abril de 1978, da seguinte forma:

I - de 30.06.80 (cf. art. 1º, item I, letra b, nº 1; item II, letra a) para 30.06.81;

II - de 01.07.80 (cf. art. 1º, item I, letra b, nº 2; item II, letra b; § 4º; e art. 3º, § 2º) para 01.07.81.

Parágrafo único. O disposto neste artigo aplica-se a partir de 30 de junho de 1980.

Art. 2º Esta portaria entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

OSWALDO BAUMGARTEN

Diretor-Geral

(*) V. Portaria nº 050, de 12/06/81.

DOU 07.08.80

Voltar

PORTARIA Nº 050, DE 12 DE JUNHO DE 1981

O Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, no uso de suas atribuições,

Considerando que o nível de recursos destinados a manutenção dos sistemas elétricos não possibilita, ainda, a grande parte dos concessionários de serviços públicos de eletricidade, a observância dos limites adequados de variação da tensão de fornecimento, previstos na Portaria nº 047, de 17 de abril de 1978;

RESOLVE:

Art. 1º Ficam prorrogados para 30.06.82 e 01.07.82 os prazos estabelecidos, respectivamente, nos itens I e II do art. 1º da Portaria DNAEE nº 087, de 01.08.80.

Art. 2º Esta portaria entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

OSWALDO BAUMGARTEN

Diretor-Geral

DOU 22.06.81

Voltar

PORTARIA Nº. 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989

O Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no uso de suas atribuições e,

Considerando o disposto no Decreto nº 97.280, de 16 de dezembro de 1988, que altera o art. 47 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a redação dada pelo art. 1º do Decreto nº 73.080, de 5 de novembro de 1973;

Considerando ser imprescindível para a conceituação de serviço adequado o estabelecimento dos níveis de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação de tensões, em geral, a serem observadas pelos concessionários de serviço público de energia elétrica,

RESOLVE:

Art. 1º As alíneas "a" e "b" do inciso II e o § 4º do art. 1º da Portaria nº 47, de 17 de abril de 1978, passam a ter as seguintes redações:

"Art. 1º

II -

a) para as Tensões Nominais Secundárias Padronizadas: os constantes dos Quadros I (limites precários) e Quadro II (limites adequados) anexos a esta Portaria;

b) para as Tensões Nominais Secundárias não Padronizadas: os constantes dos Quadros III (limites precários) e Quadro IV (limites adequados) anexos a esta Portaria;

§ 4º Os limites precários (inciso I, alínea "b", nº 1, e inciso II, alínea "a" e "b") só prevalecerão":

Art. 2º Ficam substituídos pelos Quadros: I, II, III e IV anexos a esta Portaria, os Quadros I e II anexos da Portaria DNAEE nº 47, de 17 de abril de 1978.

Art. 3º Esta Portaria entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

GETULIO LAMARTINE DE PAULA FONSECA

QUADRO I

ANEXO À PORTARIA Nº. 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989 DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

Limites Precários de Variação de Tensão

Consumidores Atendidos em Tensões Nominais Secundárias Padronizadas de Distribuição

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Trifásico		
220 / 127	189 / 109	233 / 135
380 / 220	327 / 189	403 / 233
Monofásico		
254 / 127	218 / 109	270 / 135
440 / 220	378 / 189	466 / 233

QUADRO II

ANEXO À PORTARIA Nº. 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989 DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

Limites Adequados de Variação de Tensão

Consumidores Atendidos em Tensões Nominais Secundárias Padronizadas de Distribuição

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Trifásico		
220 / 127	201 / 116	229 / 132
380 / 220	348 / 201	396 / 229
Monofásico		
254 / 127	232 / 116	264 / 132
440 / 220	402 / 201	458 / 229

QUADRO III

ANEXO À PORTARIA Nº. 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989 DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

Limites Precários de Variação de Tensão

Consumidores Atendidos em Tensões Nominais Secundárias Não Padronizadas de Distribuição

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Monofásico	206	
	/	
230 / 115	103	254 / 127
	206	254 / 127
240 / 120	/	
	103	

QUADRO IV

ANEXO À PORTARIA Nº. 4, DE 10 DE JANEIRO DE 1989 DO DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE

Limites Adequados de Variação de Tensão

Consumidores Atendidos em Tensões Nominais Secundárias Não Padronizadas de Distribuição

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Monofásico		
230 / 115	212 / 106	242 / 121
240 / 120	216 / 108	250 / 125

Voltar

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE

CONFORMIDADE - NÍVEL DE TENSÃO - PORTARIAS DNAEE Nºs 047/78, 087/80, 050/81 e 04/89

CONCEITUAÇÃO

OBJETIVOS:

Estabelecer as disposições relativas à conformidade a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade, no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores finais, no sentido de conceituar o serviço adequado, de estabelecer os níveis de determinadas tensões de fornecimento e de definir os limites de variação das tensões em geral.

- O concessionário deve verificar a tensão de fornecimento por processo direto ou indireto:
- sempre que solicitado pelo Órgão Regulador, no ponto do sistema, pelo período e prazos requisitados;
- sempre que solicitado por escrito pelo consumidor, no correspondente ponto de entrega de energia, informando-o até 30 (trinta) dias, após o recebimento da solicitação, do resultado apurado;
- a seu critério, periodicamente.
- O Órgão Regulador ou o consumidor, quando de sua solicitação, pode optar pelo emprego apenas de processo direto de verificação.

Por processo direto de verificação de tensão entende-se aquele em que se utilize aparelho indicador ou registrador. O concessionário deve dispor dos aparelhos necessários à verificação direta da tensão.

Por processo indireto de verificação de tensão entende-se quaisquer dos seguintes:

- estudos analíticos de redes, utilizando ou não computador digital;
- controle de redes pela aplicação de sistema computacional baseado em modelo estatístico-matemático;
- cálculo da tensão em função da carga, pelos métodos usuais de determinação de quedas de tensão em sistemas elétricos;
- outros processos adotados pelo concessionário e considerados adequados pelo Órgão Regulador.

Voltar

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE

CONFORMIDADE - NÍVEL DE TENSÃO - PORTARIAS DNAEE NºS 047/78, 087/80, 050/81 E 04/89

ABRANGÊNCIA

O concessionário de serviço público de energia elétrica deve observar, quanto às tensões de fornecimento a seus consumidores, os seguintes critérios:

Quando o atendimento for feito em tensão de transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição:

- a tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia pode ser fixada entre + 5% (mais cinco por cento) e -5% (menos cinco por cento) com relação a tensão nominal do sistema;
- os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia são os seguintes:
- até 30 de junho de 1982: + 5% (mais cinco por cento) e -10% (menos dez por cento), entendido este último como limite precário;
- após 1º de junho de 1982: + 5% (mais cinco por cento) e -7,5% (menos sete e meio por cento), entendidos estes como limites adequados.

Quando o atendimento for feito em tensão secundária de distribuição, os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia são os definidos na Tabela Geral de Tensões.

Os limites precários de tensão são válidos nos casos de manobras para transferência de cargas ou defeitos em equipamentos, com duração inferior a 5 (cinco) dias.

Caso, em atendimento em tensão secundária de distribuição, seja utilizada tensão nominal diferente das relacionadas na Tabela Geral de Tensões, o concessionário deve solicitar ao Órgão Regulador a fixação dos limites de variação específicos.

As disposições destas Portarias não se aplicam nos casos de:

- variações momentâneas da tensão, ocasionadas pelos defeitos, manobras, alterações bruscas de carga ou perturbações similares;
- vendas de energia em grosso para fins de revenda.

Voltar

TABELA GERAL DE TENSÕES							
PORTARIAS DNAEE Nºs 047/78, 087/80, 050/81 E 04/89							
CRITÉRIOS PARA A DEFINIÇÃO DOS NÍVEIS DE TENSÃO							
ATENDIMENTO EM TENSÃO DE TRANSMISSÃO, SUBTRANSMISSÃO OU PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO							
➤ Tensão de fornecimento							
A tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia pode ser fixada entre +5% (mais cinco por cento) e -5% (menos cinco por cento) com relação à tensão nominal do sistema.							
➤ Limites de variação da Tensão de fornecimento							
<ul style="list-style-type: none"> • Precário - até 30 de junho de 1982 							
Variação do +5% (mais cinco por cento) e -10% (menos dez por cento)							
<ul style="list-style-type: none"> • Adequado - após 01 de julho de 1982 							
Variação de +5% (mais de cinco por cento) e -7,5% (sete e meio por cento)							
ATENDIMENTO EM TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO							
TENSÕES NOMINAIS SECUNDÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO							
LIMITES PRECÁRIOS DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE FORNECIMENTO (ATÉ 30.06.82)							
PADRONIZADAS				NÃO PADRONIZADAS			
TENSÃO		LIMITES		TENSÃO		LIMITES	
NOMINAL		MÍNIMO	MÁXIMO	NOMINAL		MÍNIMO	MÁXIMO
(VOLTS)		(V)	(V)	(VOLTS)		(V)	(V)
TRIFÁSICO	220/127	189/109	233/135	MONO	230/115	206/103	254/127
	380/220	327/189	403/233	FÁSICO			
MONO	254/127	218/109	270/135	MONO	240/120	206/103	254/127
FÁSICO	440/220	378/189	466/233	FÁSICO			
LIMITES ADEQUADO DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE FORNECIMENTO (APÓS 01.07.82)							
PADRONIZADAS				NÃO PADRONIZADAS			
TENSÃO		LIMITES		TENSÃO		LIMITES	
NOMINAL		MÍNIMO	MÁXIMO	NOMINAL		MÍNIMO	MÁXIMO
(VOLTS)		(V)	(V)	(VOLTS)		(V)	(V)
TRIFÁSICO	220/127	201/116	229/132	TRIFÁSICO			

				4 FIOS	208/120	194/112	224/129
	380/220	348/201	396/229				
MONO	254/127	232/116	264/132	MONO	230/115	212/106	242/121
FÁSICO				FÁSICO			
	440/220	402/201	458/229		240/120	216/108	250/125
* Portaria DNAEE Nº 091/80, de 08/09/88, Válida somente para a ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo S.A.							

Voltar

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE

CONTINUIDADE - PORTARIA DNAEE Nº; 046/78, DE 17/04/78

NORMALIZAÇÃO DO FORNECIMENTO

Quando forem apurados valores superiores aos limites anuais ou trimestrais dos índices de continuidade (DEC e FEC), o concessionário deve adotar todas as providências no sentido da normalização do fornecimento.

As providências acima mencionadas devem estar concluídas no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados da data de apuração dos valores anormais, salvo autorização específica do Órgão Regulador.

As eventuais pendências entre o concessionário e o consumidor devem ser submetidas à apreciação do Órgão Regulador.

O concessionário deve organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de apuração de interrupções formuladas por consumidores, os seguintes dados:

- data da solicitação;
- ocorrências que determinarem a solicitação;
- resultado da apuração efetuada pelo concessionário;
- data da informação do apurado ao consumidor;
- providências tomadas para normalização do fornecimento, se for o caso;
- data da conclusão das providências, se for o caso.

Os dados acima mencionados devem ser mantidos nos registros por 12 (doze) meses, a contar da data da informação do apurado ao consumidor, ou, se for o caso, da data da conclusão das providências.

Voltar



PORTARIA Nº 047, de 17 de abril de 1978

O Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no uso de suas atribuições, tendo em vista a competência legal deste Departamento para resolver sobre as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica; e

Considerando ser imprescindível para a conceituação de serviço adequado o estabelecimento dos níveis de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões, em geral, a serem observados pelos concessionários de serviços públicos de eletricidade;

Resolve

Art. 1º O concessionário de serviço público de energia elétrica deve observar, quanto às tensões de fornecimento a seus consumidores, os seguintes critérios:

I - quando o atendimento for feito em tensão de transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição:

a) a tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia pode ser fixada entre + 5% (mais cinco por cento) e - 5% (menos cinco por cento) com relação a tensão nominal do sistema;

b) os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto da entrega de energia são os seguintes:

1 - até 30 de junho de 1980: + 5% (mais cinco por cento) e - 10% (menos dez por cento), entendido este último como limite precário;

2 - após 1º de julho de 1980: + 5% (mais cinco por cento) e - 7,5% (menos sete e meio por cento), entendidos estes como limites adequados.

II - quando o atendimento for feito em tensão secundária de distribuição, os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia são os seguintes:

a) até 30 de junho de 1980: os constantes do Quadro I (limites precários) anexo a esta Portaria;

b) após o 1º de julho de 1980: os constantes do Quadro II (limites adequados) anexo a esta Portaria.

§ 1º Os limites de variação de que trata a alínea "b" do inciso I supra referem-se à tensão fixada nos termos da alínea "a" do mesmo inciso, ou, na falta desta, com relação à tensão nominal do sistema.

§ 2º Os limites de variação de que trata o inciso II supra referem-se à tensão nominal do sistema.

§ 3º Caso, em atendimento em tensão secundária de distribuição, seja utilizada tensão nominal diferente das relacionadas nos Quadros anexos a esta Portaria, o concessionário deve solicitar ao DNAEE que fixe para essa tensão limites de variação específicos.

§ 4º Após 1º de julho de 1980 os limites precários (inciso I, alínea "b", item 1 e inciso II, alínea "a" supra) só prevalecerão:

a) para os efeitos do disposto no § 2º do Art. 3º;

b) em caso de manobra para transferência de carga, ou defeito em equipamento, com duração inferior a 5 (cinco) dias.

Art. 2º O concessionário deve verificar a tensão de fornecimento, por processo direto ou indireto:

I - Sempre que solicitado pelo DNAEE, no ponto do sistema, pelo período e no prazo requeridos;

II - Sempre que solicitado por escrito pelo consumidor, no correspondente ponto de entrega de energia, informando-o até 30 (trinta) dias após o recebimento da solicitação, do resultado apurado;

III - a seu critério, periodicamente.

§ 1º O DNAEE, ou o consumidor, quando de sua solicitação, pode optar pelo emprego apenas de processo direto de verificação.

§ 2º Por processo direto de verificação de tensão entende-se aquele em que se utilize aparelho indicador ou registrador. O concessionário deve dispor dos aparelhos necessários à verificação direta da tensão.

§ 3º Por processo indireto de verificação de tensão entende-se qualquer dos seguintes:

a) estudos analíticos de redes, utilizando ou não computador digital;

b) controle de redes pela aplicação de sistema computacional baseado em modelo estatístico-matemático;

c) cálculo da tensão em função da carga, pelos métodos usuais de determinação de quedas de tensão em sistemas elétricos;

d) outros processos adotados pelo concessionário e considerados adequados pelo DNAEE.

Art. 3º Quando, em procedimento de verificação de tensão, forem constatados valores fora dos limites de variação a que se refere o artigo 1º, o concessionário deve adotar as providências que se

fizereis necessárias para a correção da tensão, ressalvado o disposto no parágrafo 3º deste artigo.

§ 1º Concluídas as providências, deve ser efetuada nova verificação de tensão, cujo resultado será comunicado:

a) ao DNAEE, quando as verificações forem decorrentes de solicitação sua, no prazo por ele fixado para o caso;

b) ao consumidor, quando as verificações forem decorrentes de solicitação sua, no prazo de 90 (noventa) dias contados da data em que for prestada a informação a que alude o inciso II do art. 2º, salvo autorização específica do DNAEE para adoção de prazo superior, em razão de justificativa apresentada pelo concessionário.

§ 2º O prazo de que trata a alínea "b" do parágrafo anterior será dilatado para 360 (trezentos e sessenta) dias, independentemente de autorização do DNAEE, quando em verificação inicial, realizada após 1º de julho de 1980, forem registradas tensões fora dos limites adequados, porém dentro dos limites precários.

§ 3º Caso, para a correção da tensão, seja necessário aumentar a geração térmica dependente de combustíveis derivados de petróleo, o concessionário deve submeter o assunto à apreciação do DNAEE, para que este resolva sobre o aumento e, se for o caso, fixe prazo específico para sua efetivação.

Art. 4º Quando, em procedimento de verificação de tensão por solicitação do consumidor, forem constatados valores dentro dos limites adequados a que se refere o artigo 1º, o concessionário pode cobrar do solicitante o custo do serviço, de acordo com o que for indicado pelo DNAEE.

Art. 5º O concessionário deve organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de verificação de tensão formuladas por consumidores, os seguintes dados:

I - data da solicitação;

II - ocorrências que determinaram a solicitação;

III - resultado da verificação efetuada pelo concessionário;

IV - data da informação do resultado ao consumidor;

V - providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;

VI - resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o inciso anterior, se for o caso;

VII - data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o inciso anterior, se for o caso;

Parágrafo único. Os dados a que se refere este artigo devem ser mantidos nos registros por 12 (doze) meses a contar da data a que alude o inciso IV supra, ou, se for o caso, da data a que alude o inciso VII supra.

Art. 6º As disposições da presente Portaria não se aplicam em casos de:

I - variações momentâneas da tensão, ocasionadas pelos defeitos, manobras, alterações bruscas de carga ou perturbações similares;

II - vendas de energia em grosso para fins de revenda.

Art. 7º Os casos omissos e eventuais dúvidas relativas a execução do disposto nesta Portaria devem ser submetidos à apreciação da Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade do DNAEE.

Art. 8º Esta Portaria entrará em vigor 180 (cento e oitenta) dias após a data de sua publicação.

LUIZ CARLOS MENEZES

Diretor-Geral

DOU 26.04.78

QUADRO I

Anexo à Portaria nº 047 de 17 de abril de 1978 do Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - Limites Precários de Variação de Tensão - Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição

Tensão Nominal (volts)		Limites de Variação	
		Mínimo (volts)	Máximo (volts)
4 Fios	Trifásicos		
	220 / 127 380 / 220	189 / 109 327 / 189	233 / 135 403 / 233
2 ou 3 Fios	Monofásicos		
	230 / 115	206 / 103	254 / 127
	240 / 120	206 / 103	254 / 127
	254 / 127 440 / 220	/ 109 378 / 189	/ 135 466 / 233

QUADRO II

Anexo à Portaria nº 047 de 17 de abril de 1978 do Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - Limites Adequados de Variação de Tensão - Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição

Tensão Nominal (volts)		Limites de Variação	
		Mínimo (volts)	Máximo (volts)
4 Fios	Trifásicos		
	220 / 127 380 / 220	201 / 116 (190/110*) 348 / 201	229 / 132 396 / 229
2 ou 3 Fios	Monofásicos		
	230 / 115	212 / 106	242 / 121
	254 / 127	/ 110	/ 132
	440 / 220	402 / 201	458 / 229
	240 / 120 230 / 115	216 / 108 216 / 108	250 / 125 250 / 125
(*) Exclusivamente nos pontos da rede secundária em que as ligações forem entre fase e neutro			



QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE

CONTINUIDADE - PORTARIA DAAEE Nº: 046/78, DE 17/04/78

CONCEITUAÇÃO

OBJETIVOS:

Estabelecer as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade, no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores finais, no sentido de conceituar o nível adequado e subsidiar o planejamento dos serviços públicos de energia elétrica, definindo os valores máximos de continuidade referentes à quantidade e à duração das interrupções do fornecimento de energia elétrica.

ÍNDICES DE CONTINUIDADE POR CONJUNTO

✦ DEC - ÍNDICE DE DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR

Exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período considerado.

✦ FEC - ÍNDICE DE FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR

Exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período considerado.



QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE

CONTINUIDADE - PORTARIA DNAEE Nº 046/78, DE 17/04/78

ABRANGÊNCIA

GEOGRÁFICA

A apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC) deve abranger toda a área de concessão, organizada em conjunto de consumidores.

É interpretado como **conjunto** qualquer reunião de consumidores, definida pelo concessionário, respeitadas as determinações:

- Para uma mesma área urbana contínua, dividida em mais de um conjunto, devem ser observados em cada conjunto os índices estabelecidos para o número total de consumidores da área;
- Não podem ser reunidos em um mesmo conjunto consumidores situados em áreas urbanas não contíguas.

FUNCIONAL

Na apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC) devem se consideradas todas as interrupções ocorridas em qualquer parte do sistema elétrico, independentemente de sua natureza: programadas, acidentais, manobras etc., exceto:

- interrupção com duração inferior a 3(três) minutos;
- interrupções de consumidores isolados, causadas por falhas em suas instalações, desde que não afete outros consumidores;
- interrupções decorrentes de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a lei.

As disposições desta Portaria não se aplicam:

- em áreas com menos de 5.000 (cinco mil) consumidores, alimentados por sistemas isolados;
- a vendas de energia em grosso para fins de revenda.

Para as apurações anuais, o número de consumidores a ser considerado deve ser igual a média aritmética dos números de consumidores existentes ao final de cada mês.



QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE

CONTINUIDADE - PORTARIA DNAEE Nº; 046/78, DE 17/04/78

CONSIDERAÇÕES GERAIS

- Os índices de continuidade (DEC e FEC) devem ser apurados:

- Por conjunto

- trimestralmente, nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro, com relação aos trimestres vencidos em dezembro, março, junho e setembro, respectivamente;
- anualmente, até o mês de março, com relação ao ano anterior;

- Por consumidor individualmente considerado

- sempre que solicitados pelo consumidor, prestando informações até 30 dias após a solicitação, ou pelo Órgão Regulador, no prazo por ele estabelecido;
- trimestral - com base nos três meses anteriores à solicitação;
- anual - com base nos doze meses anteriores à solicitação;
- as interrupções programadas, desde que comprovadamente comunicadas sua ocorrência, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência, no mínimo, poderão se desconsideradas.
- Os índices apurados e os dados utilizados para a apuração devem se mantidos por 12 (meses) em registros organizados pelos concessionários.

À critério do concessionários, no caso de celebração de contratos de fornecimento, podem ser assegurados valores diferentes dos estabelecidos, de forma a proporcionar uma melhor qualidade do fornecimento de energia elétrica.

[Voltar](#)

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE

CONTINUIDADE - PORTARIA DNEEE Nº: 046/78, DE 17/04/78

VALORES MÁXIMOS ANUAIS DE CONTINUIDADE POR CONSUMIDOR					
CONSIDERADO EM CONJUNTO			INDIVIDUALMENTE CONSIDERADO		
ATENDIDO POR SISTEMA	DEC	FEC	ATENDIDO POR / EM	HORAS	QUANTIDADE
TRANSMISSÃO OU SUBTRANSMISSÃO COM TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69 KV	15	25	TRANSMISSÃO OU SUBTRANSMISSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69 KV	30	40
TRANSMISSÃO OU SUBTRANSMISSÃO COM TENSÃO INFERIOR A 69 KV, PRIMÁRIA OU SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO			TRANSMISSÃO OU SUBTRANSMISSÃO COM TENSÃO INFERIOR A 69 KV OU EM TENSÃO PRIMÁRIA, FORA DE ZONA RURAL	80	70
SUBTERRÂNEO COM SECUNDÁRIO RETICULADO	15	20	SISTEMA SUBTERRÂNEO	30	35
SUBTERRÂNEO COM SECUNDÁRIO RADIAL	20	25			
AÉREO COM MAIS DE 50.000 CONSUMIDORES	30	45	TENSÃO SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO E PERTENCE A CONJUNTO COM MAIS DE 1.000 CONSUMIDORES, FORA DA ZONA RURAL	100	80
AÉREO COM NÚMERO DE CONSUMIDORES ENTRE 15 E 50 MIL	40	50			
AÉREO COM NÚMERO DE CONSUMIDORES ENTRE 5 E 15 MIL	50	60			
AÉREO COM NÚMERO DE CONSUMIDORES ENTRE 1 E 5 MIL	70	70			
AÉREO COM MENOS DE 1.000 CONSUMIDORES	120	90	SISTEMA AÉREO DE DISTRIBUIÇÃO EM ZONA RURAL OU PERTENCENTE A QUALQUER CONJUNTO COM MENOS DE 1.000 CONSUMIDORES	150	120
As interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada consumidor, considerado em conjunto ou individualmente considerado, não podem superar, no período de 3(três) meses, 40% (quarenta por cento) dos valores acima.					

Valores por característica típica de conjunto

Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE

CONTINUIDADE - PORTARIA DNAEE Nº; 046/78, DE 17/04/78

NORMALIZAÇÃO DO FORNECIMENTO

Quando forem apurados valores superiores aos limites anuais ou trimestrais dos índices de continuidade (DEC e FEC), o concessionário deve adotar todas as providências no sentido da normalização do fornecimento.

As providências acima mencionadas devem estar concluídas no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados da data de apuração dos valores anormais, salvo autorização específica do Órgão Regulador.

As eventuais pendências entre o concessionário e o consumidor devem ser submetidas à apreciação do Órgão Regulador.

O concessionário deve organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de apuração de interrupções formuladas por consumidores, os seguintes dados:

- data da solicitação;
- ocorrências que determinarem a solicitação;
- resultado da apuração efetuada pelo concessionário;
- data da informação do apurado ao consumidor;
- providências tomadas para normalização do fornecimento, se for o caso;
- data da conclusão das providências, se for o caso.

Os dados acima mencionados devem ser mantidos nos registros por 12 (doze) meses, a contar da data da informação do apurado ao consumidor, ou, se for o caso, da data da conclusão das providências.



Coleta dos Índices de Qualidade

Coleta dos cálculos dos índices de qualidade, DEC e FEC e prazos de envio à ANEEL.

A Metodologia de coleta dos dados calculados dos índices de qualidade DEC e FEC, devem ser conformada à instruções a serem apresentadas.

1 – Lei de formação do arquivo de importação dos índices de qualidade DEC e FEC.

Objetivo:

Uniformizar e agilizar a coleta de dados das empresas concessionárias, relativa à qualidade do fornecimento de energia elétrica, objeto da Portaria DNAEE n.º 046/78.

Meio de Envio:

O arquivo deverá ser enviado utilizando os seguintes meios:

- disco flexível 3 ½ ";
- e-mail;

Formato:

O arquivo, **tipo texto**, com nome e extensão à critério das próprias empresas, deverá ser dividido em duas partes:

- primeira linha (**header**): deverá conter informações referentes à empresa;
- resto do arquivo (**corpo**): deverá conter informações referentes aos
- indicadores.

Os dados que constarão neste arquivo deverão obedecer o padrão descrito abaixo.

Header:

Cod_empresa período ano total_consumidores

Campo	Descrição	Tamanho	Lei de formação *
Cod_empresa	Código da empresa.	3	Código único, conforme utilizado no Balancete Mensal Padronizado.
Período	Código identificador do período de observação.	1	1 – primeiro trimestre 2 – segundo trimestre 3 – terceiro trimestre 4 – quarto trimestre 5 – anual
Ano	Ano ao qual pertence o período de observação.	4	Utilizar os quatro caracteres para a identificação do ano.
Total_consumidores	Média aritmética, com valor arredondado, do número de consumidores na empresa no período de observação em questão.	8	

* - Regra a ser seguida no preenchimento do campo.

Corpo do arquivo:

Conjunto tipo_conjunto cod_conjunto consumidores_conjunto
DEC FEC

Campo	Descrição	Tamanho	Lei de formação *
Conjunto	Nome do conjunto.	30	
Tipo_conjunto	Tipo do conjunto.	2	10, 20, 30, 40, 50, 60, 70 ou 80, conforme Tabela 1.
Cod_conjunto	Código do conjunto.	15	Seqüência alfa-numérica, <i>imutável</i> , onde os conjuntos só terão um código.
Consumidores_conjunto	Média aritmética, com	8	

	valor arredondado, da quantidade de consumidores do conjunto nos 3 meses (no caso dos trimestres) ou nos 12 meses (no caso do anual).		
DEC	Valor do indicador para o período de observação em questão.	7	4,2 – quatro caracteres (representando a parte inteira), uma vírgula, dois caracteres (representando a parte decimal).
FEC	Valor do indicador para o período de observação em questão.	7	4,2 – quatro caracteres (representando a parte inteira), uma vírgula, dois caracteres (representando a parte decimal).
Correlação	Razão entre o número de consumidores e a potência instalada, referentes à baixa tensão do conjunto considerado.	7	3,3 – três caracteres (representando a parte inteira), uma vírgula, três caracteres (representando a parte decimal). Se o cálculo dos índices DEC e FEC utilizarem diretamente o número de consumidores, colocar o valor 0 (zero).

- Regra a ser seguida no preenchimento do campo.

- **Obs.: Complementar com as informações:**

- Responsável pelos dados:

Telefone:

E-mail:

Fax:

- Exemplos de linhas aceitas no arquivo

99911998 50000

Conjunto AAAA

1077777777

900 22,346,872,346

Conjunto BB

208888888888

150015,204,7133,102

Conjunto EEEEEEEEE20999999999999999250013,273,05102,780

2 – Prazos de envio dos dados:

PERÍODO DE OBSERVAÇÃO	PRAZO MÁXIMO
Primeiro trimestre	31 de maio
Segundo trimestre	31 de agosto
Terceiro trimestre	30 de novembro
Quarto trimestre	28 ou 29 de fevereiro do ano posterior
Anual	31 de março do ano posterior

Valores Máximos de Continuidade por Consumidor

Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica

Tabela 1

Valores Limites de Continuidade Por Conjunto					
Tipo do Conjunto	Características do Conjunto de Consumidores	Anual		Trimestral	
		DEC (Horas)	FEC (Inter)	DEC (Horas)	FEC (Inter)
10	Atendido por sistema de distribuição aérea, com menos de 1.000 consumidores	120	90	48	36
20	Atendido por sistema de distribuição aérea, entre 1.000 e 5.000 consumidores	70	70	28	28
30	Atendido por sistema de distribuição aérea, entre 5.000 e 15.000 consumidores	50	60	20	24
40	Atendido por sistema de distribuição aérea, entre 15.000 e 50.000 consumidores	40	50	16	20

50	Atendido por sistema de distribuição aérea, com mais de 50.000 consumidores	30	45	12	18
60	Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial	20	25	8	10
70	Atendido por sistema de subterrâneo com secundário reticulado	15	20	6	8
80	Atendido por sistema de transmissão ou subtransmissão contensão igual ou superior a 69kV	15	25	6	10
Valores Limites de Continuidade Por Consumidor					
		Anual		Trimestral	
Tipo do Conjunto	Consumidor individualmente considerado	(Horas)	(Inter)	(Horas)	(Inter)
I	Atendido por sistema subterrâneo	30	35	12	14
II	Atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69kV	30	40	12	16
III	Atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão inferior a 69kV ou em tensão primária de distribuição, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural	80	70	32	28
IV	Atendido em tensão secundária de distribuição e pertence a conjunto com mais de 1.000 consumidores, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural	100	80	40	32
V	Localizado em zona rural atendido por sistema aéreo de distribuição, ou pertence a qualquer conjunto com menos de 1.000 consumidores	150	120	60	48



Portaria n.º 163, de 22 de março de 1993

O DIRETOR DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE, no uso de suas atribuições, e

Considerando a necessidade superveniente de ampliação da abrangência dos estudos previstos na Portaria DNAEE n.º 293, de 16 de outubro de 1992 contemplando a qualidade do fornecimento de energia elétrica, RESOLVE:

Art. 1º. Criar um Grupo de Trabalho com o objetivo de estudar e propor modelos para representar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, visando aperfeiçoar os respectivos documentos legais vigentes.

Art. 2º. O Grupo de Trabalho será coordenado pelo Engº. Regis Augusto Vieira Martins, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, e contará com a participação do Engº. Marcos Luiz Rodrigues Cordeiro, representante da Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS, do Engº. Walter Thomaz, representante do Comitê de Distribuição – CODI, do Engº. Francisco Carlos Belo da Silva, representante do Comitê de Operações Norte/Nordeste – CCON, do Engº. Carlos Guy Malato P. Lopes, representante do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON e do Engº. Arlindo Antonio Napolitano, representante da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica – ABCE.

Art. 3º. A critério do Coordenador do Grupo poderão ser convidados outros técnicos para participar dos estudos.

Art. 4º. Fixar em 12 (doze) meses o prazo para conclusão do trabalho.

Art. 5º. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação, revogada Portaria DNAEE n.º 293, de 16 de outubro de 1992.

GASTÃO LUIZ DE ANDRADE LIMA

[Voltar](#)

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO

CONTINUIDADE – PORTARIA DNAEE Nº. 163/93

CONCEITUAÇÃO

A Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica remonta ao Código de Águas de 1934.

Entretanto, a sofisticação do mercado consumidor tem exigido, ao longo do tempo, padrões cada vez mais elevados de qualidade, no sentido de otimizar a utilização da energia elétrica na geração de riqueza, conforto, lazer etc..

No despertar nacional para a competitividade e globalização da economia, foi criado o Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade, dentro da Política Industrial do País.

Neste contexto, a área de energia elétrica formulou o Plano Especial de Melhoria da Eficiência do Setor Elétrico Brasileiro - PMS, onde os índices de continuidade DEC e FEC, estabelecidos pela Portaria DNAEE nº. 046, de 17.04.78, mostravam relevância como parâmetros de análise de desempenho.

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, considerando a conveniência de reavaliar os índices de referências, emitiu a Portaria DNAEE nº. 293, de 16.10.92, criando um Grupo de Trabalho com o objetivo de adequar os índices mencionados à nova realidade.

O Grupo de Trabalho, coordenado pelo DNAEE, foi formado por representantes das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, do Comitê de Distribuição - CODI, do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON, do Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON e da Associação Brasileira de Concessionários de Energia Elétrica - ABCE. No desenvolvimento dos trabalhos, emergiu a necessidade superveniente da ampliação da abrangência do escopo previsto na Portaria DNAEE nº. 293, de 16.10.92.

Desse modo, foi emitida uma nova Portaria DNAEE nº. 163, de 22.03.97, revogando a anterior, com o objetivo de estudar e propor modelos para representar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, com o mesmo Grupo de Trabalho mencionado, aperfeiçoando os respectivos documentos legais.

Como resultado, foi elaborado uma proposta de um Modelo de Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica:

OBJETIVOS

Detalhar o modelo matemático da Portaria DNAEE nº. 163/93, estabelecendo as fórmulas dos índices de qualidade, discriminando a forma de obtenção dos parâmetros envolvidos e da coleta dos respectivos dados de formação.

Apresentar a forma de implantação, detalhando a abrangência, a oportunidade e a organização e a forma de gerenciamento, em nível de supervisão, de análise e de controle.

Estabelecer os procedimentos de coleta, transmissão, tratamento, apresentação, formatação etc. de dados.

DEFINIÇÕES

A qualidade do fornecimento de energia pode ser avaliada através de quatro atributos: a disponibilidade, a conformidade, a restaurabilidade e a flexibilidade.

A disponibilidade pode ser conceituada como a capacidade do sistema elétrico de fornecer energia a quantidade desejada pelos consumidores e sem interrupção. Face à abrangência deste conceito, é considerado somente o aspecto relativo à continuidade.

A conformidade pode ser traduzida como a capacidade do sistema elétrico de fornecer aos seus consumidores energia com tensão e frequência isentas de distorções e flutuações harmônicas.

A restaurabilidade pode ser interpretada como a capacidade associada ao sistema elétrico de restaurar rapidamente o fornecimento de energia elétrica, minimizando o tempo de interrupção.

A flexibilidade representa a capacidade que o sistema elétrico tem de assimilar mudanças em sua estrutura ou configuração.

SUPRIMENTO

Suprimento é entendido como o conjunto de procedimentos, para a consecução da entrega de energia elétrica a outros concessionários, ou a seu próprio nível de fornecimento, quaisquer que sejam os níveis de tensão envolvidos.

Conjunto, em nível de Suprimento, é a união das instalações e linhas, que permite o transporte de energia elétrica entre concessionários ou entre concessionário e seu nível de fornecimento.

As interrupções devem ser agrupadas por causa, conforme quadro a seguir:

<i>GRUPO</i>	<i>CAUSA</i>	<i>DESCRIÇÃO</i>
0	Externas ao conjunto.	Com origem externa ao sistema em análise.
1	Programadas.	Interrupções para permitir a execução de serviços de manutenção, ampliação etc., previamente acordadas.

2	Fenômenos naturais e ambientais.	Descarga atmosférica, vento, temporal, calor, inundação, incêndio, queimada sob a linha, contaminação industrial, depósito salino, árvores, animais, pássaros etc..
3	Falhas humanas.	Acidental, erro de operação, erro de manutenção etc..
4	Falhas em equipamentos de potência.	Falhas ou defeitos em LT's, geradores, transformadores, reatores, compensadores síncronos e estáticos, banco de capacitores, demais componentes das instalações de potência etc..
5	Falhas em equipamentos de proteção e controle.	Falhas em equipamentos de proteção ou nos serviços auxiliares ou em sistemas de controle etc..
6	Recomposição do sistema, após interrupção provocada por outra empresa.	Tempo de manobra de empresa afetada, para recomposição da carga, quando a interrupção for provocada por outra empresa.
7	Outras.	Causas não classificadas nos grupos anteriores e causas indeterminadas.

FORNECIMENTO

Fornecimento é entendido como o conjunto de procedimentos, para a consecução da entrega de energia elétrica aos consumidores finais, quaisquer que sejam os níveis de tensão envolvidos.

Conjunto, em nível de Fornecimento, é o alimentador de Média Tensão - MT.

As interrupções devem ser classificadas conforme quadro a seguir:

GRUPO	CAUSA	DESCRIÇÃO
0	Externas ao conjunto.	Interrupções provocadas por desligamentos de equipamentos externos ao sistema de Fornecimento.
1	Programadas.	Interrupções para permitir a execução de serviços de manutenção, ampliação etc., previamente acordadas.
2	Fenômenos naturais.	Interrupções provocadas por descarga atmosférica, temporal, vento, calor, inundação etc..
3	Meio ambiente.	Interrupções provocados por contaminação industrial, depósito salino; por contato ou queda de árvores, animais, aves, pipas etc..
4	Falhas humanas.	Interrupções provocadas por erros acidentais: de operação, de manutenção etc..
5	Falhas em	Interrupções provocadas por falhas ou defeitos em

	equipamentos.	componentes do sistema de Fornecimento: conexões, cabos, fios, isoladores, transformadores, chaves, religadores, pára-raios etc..
6	Outras.	Interrupções provocadas por causas não classificadas.

Premissas básicas para o estabelecimento de índices de qualidade

- Ser obtenível a partir dos parâmetros estatísticos dos componentes do sistema;
- Ser mensurável a partir dos dados históricos de operação, permitindo comparações entre os valores previstos por cálculo e os valores reais;
- Comportar-se de modo consistente e previsível face às diferentes alterações a que estão sujeitas as variáveis de estado do sistema;
- Ser passível de obtenção em diferentes níveis de agregação, isto é, em termos locais, regionais, globais, por nível de tensão, por modo de falha; por tipo de componente afetado, por horizonte temporal etc.;
- Atender as necessidades de empresas com características distintas (i.e. pequeno porte, grande porte, controladoras de área, distribuição etc.);
- Possibilitar o estabelecimento de uma base consensual de critérios de qualidade;
- Subsidiar decisões gerenciais de caráter preventivo ou corretivo;
- Permitir a valoração econômica da qualidade;
- Atender, além da empresa, as necessidades dos consumidores e órgãos reguladores, em termos de quantificação e qualificação do desempenho do sistema.

Índices de Qualidade

Suprimento

FREQ - Frequência Equivalente de Interrupção

Exprime o número de interrupções que, em média, a demanda máxima do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

DREQ - Duração Equivalente de Interrupção

Representa o espaço de tempo que, em média, a demanda máxima do conjunto considerado ficou privada do suprimento de energia elétrica, no período de observação.

ENES - Energia Interrompida

Contabiliza a quantidade estimada de energia elétrica não suprida, no período de observação.

Fornecimento

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor

Exprime o espaço de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor.

Representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

DEP - Duração Equivalente de Interrupção por Potência.

Exprime o espaço de tempo que, em média, a potência do conjunto considerado ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.

FEP - Frequência Equivalente de Interrupções por Potência.

Representa o número de interrupções que, em média, a potência do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

ICD/ILD - Número de Interrupções de Curta e Longa Duração

Contabiliza o número de interrupções por intervalo de tempo definido, refletindo a percepção do consumidor.

Satisfação do consumidor

SAC - Índice de Satisfação do Consumidor.

Representa a percepção dos consumidores quanto à qualidade da prestação de serviço da concessionária.

[Voltar](#)

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO****CONTINUIDADE – PORTARIA DNAEE Nº. 163/93****ABRANGÊNCIA****Geográfica**

A apuração dos índices de continuidade deve abranger toda a área de concessão, organizada em conjuntos, observando:

Conjunto, em nível de **Suprimento**, é a união das instalações e linhas, que permite o transporte de energia elétrica entre concessionários e seu nível de fornecimento, quaisquer que sejam os níveis de tensão envolvidos.

Conjunto, em nível de **Fornecimento**, é o alimentador de Média Tensão – MT, que entrega energia elétrica a consumidores finais, no seu próprio nível de tensão, ou através de uma única transformação, para o nível de Baixa Tensão – BT, utilizando circuitos secundários.

Funcional

Na apuração dos índices de continuidade devem ser consideradas todas as **interrupções a consumidores finais**, independente de sua natureza, classificadas por causa, observando:

Interrupções com duração menor do que 1 (um) minuto:

- Cálculo do ICD, em nível de Fornecimento;

Interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto:

- Cálculo dos índices de longa duração:

Suprimento: DREQ, FREQ e ENES;

Fornecimento: DEC, FEC, DEP, FEP, DIC, FIC, ILD.

Interrupções de consumidores individualmente considerados, alimentados em Baixa Tensão – BT ($\leq 1000V$):

- Cálculo do DIC e do FIC, em nível de Fornecimento.
- (não são consideradas para o cálculo dos índices: DEC, FEC, DEP, FEP e ILD)

Voltar

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO

CONTINUIDADE – PORTARIA DNAEE Nº. 163/93

ÍNDICES DE QUALIDADE

SUPRIMENTO

NOME: FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO - FREQ

FÓRMULA:

$$FREQ = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{D_m}$$

Exprime o número de interrupções que, em média, a demanda máxima verificada do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

NOME: DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO - DREQ

FÓRMULA:

$$DREQ = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i * t_i)}{D_m}$$

Representa o espaço de tempo que, em média, a demanda máxima verificada do conjunto

considerado ficou privada do suprimento de energia elétrica, no período de observação.

NOME: ENERGIA INTERROMPIDA

FÓRMULA:

$$ENES = \sum_{i=1}^n E_i$$

Contabiliza a quantidade estimada de energia elétrica não fornecida ao consumidor final, no período de observação.

Onde:

n = número de interrupções de longa duração, ocorridas no período de observação, consideradas nos intervalos maiores ou iguais a 1 (um) minuto, exceto:

- decorrentes de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a lei;

i = contador do número de interrupções, variando de 1 a n;

P_i = potência interrompida no consumidor final;

D_m = demanda máxima verificada no período de observação;

t_i = duração da interrupção i, ocorrida no período de observação, que afetou consumidor final;

E_i = valor estimado ou calculado da energia não fornecida ao consumidor final na interrupção i [MWh].

FORNECIMENTO

NOME: DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPTÃO POR CONSUMIDOR - DEC

FÓRMULA:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i * t_i)}{C_c}$$

Exprime o espaço de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.

NOME: FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR - FEC

FÓRMULA:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{C_c}$$

Representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

NOME: DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR POTÊNCIA - DEP

FÓRMULA:

$$DEP = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i * t_i)}{P_c}$$

Exprime o espaço de tempo que, em média, a potência do conjunto considerado ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.

NOME: FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR POTÊNCIA - FEP

FÓRMULA:

$$FEP = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{P_c}$$

Representa o número de interrupções que, em média, a potência do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

NOME: NÚMERO DE INTERRUPÇÕES DE CURTA E LONGA DURAÇÃO - ICD/ILD

APURAÇÃO:

INTER- RUPÇÕES	INTERVALO					TOTAL
	ICD	ILD				
	0 a 1min —○	1min a 1h —○	1h a 2h —○	—	≥ 8h —	
Quantidade						

Onde:

n = número de interrupções de longa duração, ocorridas no período de observação, consideradas nos intervalos maiores ou iguais a 1 (um) minuto, exceto:

- decorrentes de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a lei;
- de consumidor isolado;

i = contador do número de interrupções, variando de 1 a n ;

C_i = número de consumidores do conjunto considerado, atingidos na interrupção i [quantidade];

t_i = tempo de duração da interrupção i [horas];

C_c = número total de consumidores do conjunto considerado [quantidade];

P_i = potência instalada do conjunto considerado, atingida na interrupção i [kVA];

P_c = potência total instalada no conjunto considerado [kVA];

ICD = interrupções de curta duração, consideradas no intervalo menor do que 1 (um) minuto;

ILD = interrupções de longa duração, consideradas nos intervalos maiores ou iguais a um minuto;

$t \text{ --- } t_1$

|----○ = intervalo maior ou igual a t e menor do que t_1 .

Voltar

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO

CONTINUIDADE – PORTARIA DNAEE Nº. 163/93

SATISFAÇÃO DO CONSUMIDOR

PLANILHAS DE ENTRADA DE DADOS E COMPARATIVAS

TEORIA BÁSICA – DETALHAMENTO

NOME: ÍNDICE DE SATISFAÇÃO DO CONSUMIDOR - SAC

O Índice de Satisfação do Consumidor - SAC é traduzido como um conjunto de indicadores estatísticos, realizados através de pesquisa de opinião junto aos envolvidos, no sentido de avaliar a percepção dos consumidores quanto à qualidade da prestação de serviço dos concessionários, contemplando os aspectos de continuidade e de conformidade.

[Voltar](#)

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO

CONFORMIDADE – PORTARIA DNAEE Nº. 163/93

DEFINIÇÃO

Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica remonta ao Código de Águas de 1934.

Entretanto, a sofisticação do mercado consumidor tem exigido, ao longo do tempo, padrões cada vez mais elevados de qualidade, no sentido de otimizar a utilização da energia elétrica para a geração de riqueza, conforto, lazer etc..

No despertar nacional para a competitividade e globalização da economia, foi criado o Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade, dentro da Política Industrial do País.

Neste contexto, a área de energia elétrica formulou o Plano Especial de Melhoria da Eficiência do Setor Elétrico Brasileiro - PMS, onde os índices de continuidade DEC e FEC, estabelecidos pela Portaria DNAEE nº. 046, de 17.04.78, mostravam relevância como parâmetros de análise de desempenho.

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, considerando a conveniência de reavaliar os índices de referências, emitiu a Portaria DNAEE nº. 293, de 16.10.92, criando um Grupo de Trabalho com o objetivo de adequar os índices mencionados à nova realidade.

O Grupo de Trabalho, coordenado pelo DNAEE, foi formado por representantes das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, do Comitê de Distribuição - CODI, do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON, do Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON e da Associação Brasileira de Concessionários de Energia Elétrica - ABCE. No desenvolvimento dos trabalhos, emergiu a necessidade superveniente da ampliação da abrangência do escopo previsto na Portaria DNAEE nº. 293, de 16.10.92.

Desse modo, foi emitida uma nova Portaria DNAEE nº. 163, de 22.03.97, revogando a anterior, com o objetivo de estudar e propor modelos para representar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, com o mesmo Grupo de Trabalho mencionado, aperfeiçoando os respectivos documentos legais.

Como resultado, foi elaborado uma proposta de um Modelo de Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica:

Objetivos

Detalhar o modelo matemático da Portaria DNAEE nº. 163/93, estabelecendo as fórmulas

dos índices de qualidade, discriminando a forma de obtenção dos parâmetros envolvidos e da coleta dos respectivos dados de formação.

Apresentar a forma de implantação, detalhando a abrangência, a oportunidade e a organização e a forma de gerenciamento, em nível de supervisão, de análise e de controle.

Estabelecer os procedimentos de coleta, transmissão, tratamento, apresentação, formatação etc. de dados.

Definições

A qualidade do fornecimento de energia pode ser avaliada através de quatro atributos: a disponibilidade, a conformidade, a restaurabilidade e a flexibilidade.

A disponibilidade pode ser conceituada como a capacidade do sistema elétrico de fornecer energia na quantidade desejada pelos consumidores e sem interrupção. Face à abrangência deste conceito, é considerado somente o aspecto relativo à CONFORMIDADE.

A conformidade pode ser traduzida como a capacidade do sistema elétrico de fornecer aos seus consumidores energia com tensão e frequência isentas de distorções e flutuações harmônicas.

A restaurabilidade pode ser interpretada como a capacidade associada ao sistema elétrico de restaurar rapidamente o fornecimento de energia elétrica, minimizando o tempo de interrupção.

A flexibilidade representa a capacidade que o sistema elétrico tem de assimilar mudanças em sua estrutura ou configuração.

Suprimento

Suprimento é entendido como o conjunto de procedimentos, para a consecução da entrega de energia elétrica a outros concessionários, ou a seu próprio nível de fornecimento, quaisquer que sejam os níveis de tensão envolvidos.

Conjunto, em nível de Suprimento, é a união das instalações e linhas, que permite o transporte de energia elétrica entre concessionários ou entre concessionário e seu nível de fornecimento.

As interrupções devem ser agrupadas por causa, conforme quadro a seguir:

GRUPO	CAUSA	DESCRIÇÃO
0	Externas ao conjunto.	Com origem externa ao sistema em análise.
1	Programadas.	Interrupções para permitir a execução de serviços de manutenção, ampliação etc., previamente acordadas.

2	Fenômenos naturais e ambientais.	Descarga atmosférica, vento, temporal, calor, inundação, incêndio, queimada sob a linha, contaminação industrial, depósito salino, árvores, animais, pássaros etc..
3	Falhas humanas.	Acidental, erro de operação, erro de manutenção etc..
4	Falhas em equipamentos de potência.	Falhas ou defeitos em LT's, geradores, transformadores, reatores, compensadores síncronos e estáticos, banco de capacitores, demais componentes das instalações de potência etc..
5	Falhas em equipamentos de proteção e controle.	Falhas em equipamentos de proteção ou nos serviços auxiliares ou em sistemas de controle etc..
6	Recomposição do sistema, após interrupção provocada por outra empresa.	Tempo de manobra de empresa afetada, para recomposição da carga, quando a interrupção for provocada por outra empresa.
7	Outras.	Causas não classificadas nos grupos anteriores e causas indeterminadas.

Fornecimento

Fornecimento é entendido como o conjunto de procedimentos, para a consecução da entrega de energia elétrica aos consumidores finais, quaisquer que sejam os níveis de tensão envolvidos.

Conjunto, em nível de Fornecimento, é o alimentador de Média Tensão - MT.

As interrupções devem ser classificadas conforme quadro a seguir:

GRUPO	CAUSA	DESCRIÇÃO
0	Externas ao conjunto.	Interrupções provocadas por desligamentos de equipamentos externos ao sistema de Fornecimento.
1	Programadas.	Interrupções para permitir a execução de serviços de manutenção, ampliação etc., previamente acordadas.
2	Fenômenos naturais.	Interrupções provocadas por descarga atmosférica, temporal, vento, calor, inundação etc..
3	Meio ambiente.	Interrupções provocados por contaminação industrial, depósito salino; por contato ou queda de árvores, animais, aves, pipas etc..
4	Falhas humanas.	Interrupções provocadas por erros acidentais: de operação, de manutenção etc..
5	Falhas em equipamentos.	Interrupções provocadas por falhas ou defeitos em componentes do sistema de Fornecimento: conexões, cabos, fios, isoladores, transformadores, chaves, religadores, pára-raios etc..

Premissas básicas para o estabelecimento de índices de qualidade

- Ser obténível a partir dos parâmetros estatísticos dos componentes do sistema;
- Ser mensurável a partir dos dados históricos de operação, permitindo comparações entre os valores previstos por cálculo e os valores reais;
- Comportar-se de modo consistente e previsível face às diferentes alterações a que estão sujeitas as variáveis de estado do sistema;
- Ser passível de obtenção em diferentes níveis de agregação, isto é, em termos locais, regionais, globais, por nível de tensão, por modo de falha, por tipo de componente afetado, por horizonte temporal etc.;
- Atender as necessidades de empresas com características distintas (i.e. pequeno porte, grande porte, controladoras de área, distribuição etc.);
- Possibilitar o estabelecimento de uma base consensual de critérios de qualidade;
- Subsidiar decisões gerenciais de carácter preventivo ou corretivo;
- Permitir a valoração económica da qualidade;
- Atender, além da empresa, as necessidades dos consumidores e órgãos reguladores, em termos de quantificação e qualificação do desempenho do sistema.

Índices de Qualidade

FEV - Frequência Equivalente de Violação de Tensão.

Representa a proporção de consumidores que receberam energia com níveis de tensão de fornecimento fora dos limites legais.

NEV - Nível Equivalente de Violação de Tensão.

Exprime a média dos níveis de tensão fora dos limites legais, referenciada à tensão de fornecimento, dos consumidores considerados no FEV.

VEV - Dispersão ou Variação Equivalente de Violação de Tensão.

Representa a variação relativa do NEV, significando o grau de dispersão de cada medida, em torno da média NEV. Exprime o desvio padrão relativo à média NEV.

DEV - Duração Equivalente de Violação de Tensão.

Exprime a média dos espaços de tempo de ultrapassagem dos limites legais de tensão de cada consumidor, com duração igual ou superior a cinco minutos, no período de observação de vinte e quatro horas.

Satisfação do consumidor

SAC - Índice de Satisfação do Consumidor.

Representa a percepção dos consumidores quanto à qualidade da prestação de serviço da concessionária.

[Voltar](#)

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO

CONFORMIDADE – PORTARIA DNAEE Nº. 163/93

ABRANGÊNCIA

Geográfica

A apuração dos índices de conformidade – nível de tensão deve abranger toda a área de concessão, contemplando todas as classes de consumidores: Residencial; Industrial e Comercial e Serviços, atendida em Baixa Tensão; e Industrial e Comercial e Serviços, atendida em Alta Tensão

O universo da área de concessão e das classes dos consumidores é representado por uma amostra aleatória, que considera as influências da extensão dos alimentadores, a carga predominante e o número de consumidores.

Funcional

Na apuração dos índices de conformidade – nível de tensão devem ser consideradas todas as ultrapassagens dos limites legais de tensão, no ponto de conexão de energia aos consumidores finais, independente de sua natureza, com duração individual de ultrapassagem maior ou igual a 5 (cinco) minutos, no período de observação de 24 (vinte e quatro) horas.

[Voltar](#)

QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

SÍNTESE DA LEGISLAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO

CONFORMIDADE – PORTARIA DNAEE Nº. 163/93

ÍNDICES DE QUALIDADE

TEORIA BÁSICA – NÍVEL DE TENSÃO

NOME: FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO - FEV

$$FEV = \frac{C_v}{C_a}$$

Representa a proporção de consumidores, que receberam energia com níveis de tensão de fornecimento fora dos limites legais.

NOME: NÍVEL EQUIVALENTE DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO - NEV

$$NEV = \frac{\sum_{g=1}^z \frac{|T_g - T_l|}{T_l}}{z}$$

Exprime a média dos níveis de tensão fora dos limites legais, referenciada à tensão de fornecimento, dos consumidores considerados no FEV.

NOME: DISPERSÃO OU VARIAÇÃO EQUIVALENTE DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO - VEV

$$VEV = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{g=1}^z \left(\frac{|T_g - T_l|}{T_f} - NEV \right)^2}{z - 1}}}{NEV}$$

Representa a variação relativa do NEV, significando o grau de dispersão de cada medida, em torno da média NEV. Exprime o desvio padrão relativo à média NEV.

NOME: DURAÇÃO EQUIVALENTE DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO - DEV

$$DEV = \frac{\sum_{v=1}^{C_v} \sum_{u=1}^x d_{vu}}{C_v}$$

Exprime a média dos espaços de tempo de ultrapassagem dos limites legais de tensão de cada consumidor, com duração igual ou superior a cinco minutos, no período de observação de vinte e quatro horas.

Onde

C_v = número de consumidores com violação dos limites de tensão;

C_a = número de consumidores da amostra;

v = contador do número de consumidores com violação dos níveis de tensão, superior e/ou inferior aos níveis estabelecidos em Portaria, variando de 1 a C_v ;

T_g = nível de tensão medido fora dos limites estabelecidos em Portaria;

T_l = nível de tensão limite, superior ou inferior;

T_f = nível de tensão de fornecimento;

z = número de violações, superior e inferior;

g = contador do número de violação, variando de 1 a z ;

d_{vu} = tempo de permanência da tensão de fornecimento fora dos limites preconizados, referente a cada consumidor v , desde que maior ou igual a 5 minutos;

x = número de situações seqüenciais do consumidor v , que violaram os limites preconizados da tensão de fornecimento e com durações maiores ou iguais a cinco minutos, para um ciclo de 24h;

u = contador do número de situações seqüenciais do consumidor v , que violaram os limites preconizados da tensão de fornecimento e com durações maiores ou iguais a cinco minutos, para um ciclo de 24 horas, variando de 1 a x .

[Voltar](#)

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anormalidad, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Inciso 4) A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, se definen los siguientes tipos de suministro:

TARIFA Nro. 1-R (Pequeñas Demandas uso Residencial)

Se aplicará a los servicios prestados en los lugares enumerados a continuación:

a) Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilidades análogas), que sirvan a dos o más viviendas.

b) Viviendas cuyos ocupantes desarrollen 'trabajos a domicilio', siempre que en ellas no se atienda al público y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 0,50 kW. cada uno y de 3 kW. en conjunto.

c) Escritorios u otros locales de carácter profesional, que formen parte de la vivienda que habite el usuario.

TARIFA Nro. 1-G (Pequeñas Demandas uso General)

Se aplicará a los usuarios de Pequeñas Demandas que no queden encuadrados en las clasificaciones de las Tarifas Nros. 1-R ó 1-A.P.

TARIFA Nro. 1-A.P. - (Pequeñas Demandas - Alumbrado Público)

Se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro para el Servicio Público de Señalamiento Luminoso, Iluminación y Alumbrado.

a) Se aplicará para el Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

b) Las condiciones de suministro para esta Tarifa son las que se definen a continuación:

LA DISTRIBUIDORA celebrará Convenios de Suministro de Energía Eléctrica con los Organismos o Entidades a cargo del Servicio de Alumbrado Público. Si no existiese medición de consumo, se realizará una estimación del mismo, en función de la cantidad de lámparas, del consumo por unidad, y las horas de funcionamiento de las mismas.

c) El usuario pagará un cargo único por energía eléctrica consumida, según se indica en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3 eléctrica a los usuarios de Medianas Demandas, cuya demanda máxima es igual o superior a 10 kW e inferior a 50 kW):

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la 'capacidad de suministro'.

Se definen como 'capacidad de suministro' la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) del Inciso 4), durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la 'capacidad de suministro' puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la 'capacidad de suministro'.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la 'capacidad de suministro', el usuario decide prescindir totalmente de la 'capacidad de suministro', sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por 'capacidad de suministro' que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última 'capacidad de suministro' convenida.

Inciso 3) El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de 'capacidad de suministro'. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

- a) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida, cualquiera sea la tensión de suministro, haya o no consumo de energía.
- b) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.
- c) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 7).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 5) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, LA DISTRIBUIDORA facturará la potencia realmente registrada, más un recargo del 50 % del valor del cargo fijo por kW, aplicado a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.

Si LA DISTRIBUIDORA considerase perjudiciales las transgresiones del usuario a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

Inciso 6) Si la potencia máxima registrada, en más del 30% del total de períodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 50 kW, tope máximo de demanda para esta categoría de usuarios, LA DISTRIBUIDORA convendrá con el usuario las condiciones de cambio a la categoría de Grandes Demandas.

Inciso 7) Recargos por factor de potencia. Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos ϕ) igual o superior a 0,85. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4), según se indica a continuación:

- Cos ϕ < de 0,85 hasta 0,75:	10%
- Cos ϕ < de 0,75:	20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

CAPITULO 3:

TARIFA Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Inciso 1) La Tarifa Nro. 3 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima sea igual o superior a los 50 kW.

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta'.

Se definen como 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta', las potencias en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega en los horarios 'en punta' y 'fuera de punta' que se definen en el Acápito e) del Inciso 4).

Cada valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) y b) del Inciso 4), durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la 'capacidad de suministro' puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la 'capacidad de suministro'.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la 'capacidad de

suministro', el usuario decide prescindir totalmente de la 'capacidad de suministro', sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto; LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -cómo máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por 'capacidad de suministro' que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última 'capacidad de suministro' convenida.

Cuando el suministro eléctrico sea de distintos tipos, en corriente alterna (en Baja Tensión, en Media Tensión o en Alta Tensión) o en corriente continua, la 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta', se establecerán por separado para cada uno de estos tipos de suministro y para cada punto de entrega.

Inciso 3) El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar, en los horarios de 'punta' y 'fuera de punta', potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de la 'capacidad de suministro en punta' o de la 'capacidad de suministro fuera de punta'. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

a) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida en horas de punta en Baja, Media, o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

b) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida en horas fuera de punta en Baja, Media, o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

Entiéndese por horas 'fuera de punta' los horarios comprendidos en los períodos de 'valle nocturno' y 'horas restantes'.

Se entiende por suministro en:

- Baja Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de hasta 1 kV inclusive.

- Media Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones mayores de 1 kV y menores de 66 kV.

- Alta Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones iguales o mayores a 66 kV.

c) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios 'en punta', 'valle nocturno' y 'horas restantes'. Los tramos horarios 'en punta', 'valle nocturno' y 'horas restantes', serán coincidentes con los fijados por el Despacho Nacional de Cargas para el Mercado Eléctrico Mayorista.

d) Si el suministro se efectúa en corriente continua, un recargo equivalente a un porcentaje del precio de la energía eléctrica rectificadora.

e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 6).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a), b) y c) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 5) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA, ésta considerará la potencia en punta o fuera de punta realmente registrada, como la "capacidad de suministro convenida en

punta" o la "capacidad de suministro convenida en fuera de punta", a la que se hace referencia en el inciso 2 de este capítulo, para los próximos seis (6) meses.

El usuario no podrá prescindir total o parcialmente de esta nueva capacidad de suministro en los seis (6) meses inmediatamente posteriores al período en que se produce el exceso, aunque antes de la finalización de ese período semestral finalice el ciclo de 12 (doce) meses a que hace referencia el inciso 2 de este capítulo.

Una vez finalizado el período de 6(seis) meses, el usuario podrá recontractar la capacidad de suministro en punta y/o fuera de punta. Si así no lo hiciera, LA DISTRIBUIDORA continuará considerando como capacidad de suministro convenida en punta o fuera de punta, la que se registró en oportunidad de producirse el exceso.

Si antes de finalizar el período de 6 (seis) meses, el usuario incurriera en un nuevo exceso que superara la nueva capacidad de suministro convenida, se considerará la potencia registrada como nueva capacidad de suministro convenida en punta o fuera de punta, comenzando un nuevo período de 6 (seis) meses. Los ciclos de 6 (seis) meses en los cuales el usuario no podrá recontractar la capacidad de suministro, se contabilizarán en forma independiente para la capacidad de suministro contratada en punta y la capacidad de suministro contratada fuera de punta.

Inciso 6) Los suministros en corriente alterna estarán sujetos a recargos y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

a) Recargos:

Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el valor básico del 62% ($Tg \text{ fi} > 0,62$) de la energía activa consumida en el mismo período, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al 1,50% (uno con cincuenta por ciento) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la $Tg \text{ fi}$ con respecto al precitado valor básico. Durante los 2 (dos) primeros años de gestión, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al ENTE la revisión del mencionado valor básico de la $tg \text{ fi}$ (0,62). Para ello deberá adjuntar a su solicitud los estudios técnicos, económicos y financieros que sustenten la o valor límite del factor de potencia.

CAPITULO 4:

DISPOSICIONES ESPECIALES

Inciso 1) SERVICIO ELÉCTRICO DE RESERVA

En los suministros encuadrados en las Tarifas Nros. 2 y 3, LA DISTRIBUIDORA no estará obligada a prestar servicio eléctrico de reserva a usuarios que cuenten con fuente propia de energía, o reciban energía eléctrica de otro ente prestador del servicio público de electricidad o por otro punto de entrega. En caso que se decidiera efectuar dicho tipo de suministro, se convendrá de antemano con el solicitante las condiciones en que se efectuará la prestación.

Inciso 2) APLICACIÓN DE LA TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS

La Tarifa Nro. 2 se aplicará transitoriamente en forma opcional a elección de los usuarios, los que podrán optar de acuerdo a los siguientes criterios:

1) Usuarios con demanda máxima igual o mayor a 10 kW y menor a 25 kW.

1.1) Seguir encuadrados en la T.1-G-Pequeñas Demandas.

1.2) Encuadrarse en la T.2-Medianas Demandas. Para lo cual, deberán abonar los gastos de instalación del equipo de medición correspondiente, si no lo poseen.

2) Usuarios con demanda máxima igual o mayor a 25 kW y menor a 50 kW.

2.1) Encuadrarse en la Tarifa Nº 2-Medianas Demandas, manteniéndose transitoriamente en la tarifa 1-G - Pequeñas Demandas, hasta tanto LA DISTRIBUIDORA adecue su medición en el caso que correspondiera.

2.2) Encuadrarse en la Tarifa Nº 3-Grandes Demandas. Para lo cual, de no poseer el equipo de medición adecuado, deberá abonar los gastos de instalación correspondientes.

LA DISTRIBUIDORA podrá proponer al ENTE alternativas para el encuadre definitivo, dentro de un período que no podrá superar los dos (2) años desde la toma de posesión, de todos los usuarios que reúnen las condiciones definidas para esta tarifa.

Inciso 3) TARIFA POR EL SERVICIO DE PEAJE

La Distribuidora deberá permitir a los Grandes Usuarios ubicados en su zona de concesión que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo adecuarlas con el propósito de efectuar la correcta prestación del servicio.

En lo que respecta al servicio de peaje a aplicar por el transporte de energía eléctrica a los Grandes Usuarios, el valor máximo a percibir por el mismo surgirá de aplicar el denominado PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO Subanexo 2 de este contrato, considerando los siguientes valores para los factores de reducción de precios mayoristas a los niveles de suministro:

KRPA = 0,030	KREA = 0,028
KRPM = 0,079	KREM = 0,072
KRPB = 0,143.	KREB = 0,128

De efectuarse contratos particulares por estos servicios LA DISTRIBUIDORA deberá informar al ENTE, para su aprobación, las tarifas pactadas.

Inciso 4) APLICACIÓN DE LOS CUADROS TARIFARIOS

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO (Subanexo 2 de este contrato), podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación a los usuarios de LA DISTRIBUIDORA.

Cuando se actualice el Cuadro Tarifario por los motivos detallados en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO (Subanexo 2 de este contrato), las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de facturación.

LA DISTRIBUIDORA deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios.

A su vez, elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al ENTE para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.

El ENTE, dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, le será comunicado en forma inmediata a LA DISTRIBUIDORA, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles la rectificación que el ENTE le indique, debiendo a su vez, efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que correspondan.

Inciso 5) FACTURACIÓN

Las facturaciones a usuarios de Tarifa Nro. 1, Pequeñas Demandas uso Residencial y General, se efectuarán con una periodicidad bimestral, mientras que las de tarifas Nros. 1-AP, 2 y 3, Pequeñas Demandas- Alumbrado Público, Medianas y Grandes Demandas respectivamente, se realizarán en forma mensual.

Si LA DISTRIBUIDORA lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del ENTE una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

Sin perjuicio de ello, LA DISTRIBUIDORA y el usuario podrán acordar períodos de facturación

distintos a los aquí especificados.

CAPITULO 5:

TASA DE REHABILITACIÓN DEL SERVICIO Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

Inciso 1) Todo consumidor a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago del servicio en el plazo establecido por las disposiciones vigentes, deberá pagar previamente a la rehabilitación del servicio, además de la deuda que dio lugar a la interrupción del suministro, calculada de acuerdo con las normas vigentes, la suma que se establezca en cada cuadro tarifario.

Inciso 2) Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deberán abonar a LA DISTRIBUIDORA el importe que corresponda en concepto de Conexión Domiciliaria; los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario respectivo y se aplicarán con el siguiente criterio : Si para atender la solicitud de conexión se debe realizar una derivación completa de la red general solo para ese uso, se aplicará el denominado costo de conexión especial. En todos los otros casos, que impliquen un uso compartido de la derivación, se aplicará el denominado costo de conexión común.

Inciso 3) Para la aplicación de los valores a que se hace referencia en el inciso 2), deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Los importes indicados en el inciso 2) corresponden a las prestaciones que se encuadren en la Tarifa Nº 1 -Pequeñas Demandas Uso Residencial o General, con una potencia instalada superior a los 2 KILOWATTIOS, o cuya conexión comprenda más de cuatro unidades de consumo, en la Tarifa Nº2 -Medianas Demandas y en la Tarifa Nº 3 -Grandes Demandas.

b) Para el caso de las prestaciones encuadradas en la Tarifa Nº 1-Pequeñas Demandas Uso Residencial o General, con una potencia instalada de hasta 2 KILOWATTIOS, se aplicará un quinto (1/5) del costo de la conexión correspondiente. Cuando la conexión comprenda más de una y hasta cuatro (4) unidades de consumo, se aplicará el importe resultante de multiplicar un quinto (1/5) del costo de la conexión correspondiente por el número de unidades comprendidas.

c) Si la conexión se refiere sólo a la instalación del medidor, se aplicará 1/5 (un quinto) del costo de una conexión común aérea monofásica, indicado en los respectivos cuadros tarifarios vigentes.

Inciso 4) Cuando se solicite la conexión de un nuevo usuario en una zona donde no existan instalaciones de distribución, o bien se requiera la ampliación de un suministro existente, para el que deban realizarse modificaciones sustanciales sobre las redes preexistentes y que signifiquen inversiones relevantes, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al usuario una contribución especial reembolsable, siempre que cuente con la aprobación específica del ENTE, para cada caso particular. Para ello, LA DISTRIBUIDORA deberá presentar al ENTE toda la información técnica y económica necesaria que permita la correspondiente evaluación, como así también la mecánica prevista para el reembolso al usuario.

**FORMATO DEL CUADRO TARIFARIO
A APLICAR POR EDENOR S.A. y EDESUR S.A.**

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)	Unidad	Importe
T 1 - R Uso Residencial		
T.1 - R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T 1 - G Uso General		

T.1 - G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kwh e inferior o igual a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
\$ / kwh	
Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)		
Por capacidad de suministro contratada:	\$ / kw-mes
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)		
Por Capacidad de suministro contratada en horas de pico:		
- En Baja Tensión	\$ / kw-mes
- En Media Tensión	\$ / kw-mes
- En Alta Tensión	\$ / kw-mes
Por Capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:		
- En Baja Tensión	\$ / kw-mes
- En Media Tensión	\$ / kw-mes
- En Alta Tensión	\$ / kw-mes
Por consumo de energía:		
- En Baja Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh
Periodo horas de valle nocturno	\$ / kwh
Periodo horas de punta	\$ / kwk
- En Media Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh
Periodo horas de valle nocturno	\$ / kwh
Periodo horas de punta	\$ / kwk
- En Alta Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh
Periodo horas de valle nocturno	\$ / kwh
Periodo horas de punta	\$ / kwk
Por la energía reactiva		
Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa	%	1,50
Por entrega en corriente continua	%	22,50
Recargo por entrega en corriente continua		
Servicio de Rehabilitación		
Por cada servicio interrumpido por falta de pago:		
Tarifa N° 1 Uso Residencial	\$
Tarifa N° 1 Uso General y A.P.	\$
Tarifa N° 2 y 3	\$
Conexiones Domiciliarias		
a) Conexiones comunes por usuarios:		
	\$
	\$
- Aéreas monofásicas	\$
- Subterráneas monofásicas	\$

- Aéreas trifásicas	\$	
- Subterráneas trifásicas		
b) Conexiones especiales por usuario:	\$	
- Aéreas monofásicas	\$	
- Subterráneas monofásicas	\$	
- Aéreas trifásicas	\$	
- Subterráneas trifásicas	\$	

Subanexo 2

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO

El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

- . El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM (contratos a término entre el distribuidor y los generadores, y mercado spot).
- . Los costos propios de distribución vigentes.
- . Los factores de aplicación descritos en el punto C) del presente Procedimiento.

Dicho Cuadro Tarifario se recalculará cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuando corresponda actualizar los costos propios de distribución (de acuerdo a lo detallado en el punto D) del presente Procedimiento), y cuando corresponda aplicar los factores indicados en el punto C) del presente Procedimiento. Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que mas abajo se indican.

1.- Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son:

- a) Variaciones del precio medio estacional (mercado spot), calculado por el Organismo Encargado del Despacho (Despacho Nacional de Cargas, DNDC), como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.
- b) Actualización de los precios contenidos en los contratos de suministro transferidos por Segba S.A. a la Sociedad Concesionaria o a LA DISTRIBUIDORA.

2.- Los costos propios de distribución se recalcularán cada 6 (seis) meses y tendrán plena vigencia en los 6 (seis) meses siguientes a la fecha de actualización. La primera de ellas será al inicio del mes número 9 (nueve), contado a partir de la fecha de toma de posesión.

Los criterios para actualizar los costos propios de distribución se indican en el punto D) del presente Procedimiento.

Todos los costos antes mencionados se calcularán y recalcularán en dólares estadounidenses. El Cuadro Tarifario recalculado o resultante, se expresará en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios en pesos (\$), teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad al peso, establecida en el Artículo 3º del Decreto 2128/91 o sus modificatorios.

A continuación se describen los Procedimientos para la determinación del Cuadro Tarifario.

A) CALCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADO SPOT Y CONTRATOS A TERMINO).

A.1) PRECIO DE LA POTENCIA

$P_{pot} = P_{ps}$

Donde:

Ppot - Precio de la potencia en el mercado mayorista a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U\$S/kW-mes.

Pps - Precio de la potencia en el mercado spot, expresado en U\$S/kW-mes.

A.2) PRECIO DE LA ENERGÍA PARA CADA TRAMO HORARIO
(HORAS DE PICO, VALLE Y RESTANTES)

$$Pei = (y1i+y3i) * Pesi + y2i * (Pecti-Pps/720) + Pf$$

Donde:

Pei - Precio de la energía en el mercado mayorista en el horario i, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U\$S/kWh.

Pesi - Precio de la energía de los contratos transferidos se reconocerá, a los efectos del cálculo de las tarifas a usuarios, el precio de la energía establecido en dichos contratos aún cuando las partes lo modificaran.

y1i - Participación de la compra de energía en el mercado spot; respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario i.

y2i - participación de la compra de energía bajo contratos transferidos, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario y.

y3i - participación de la compra de energía bajo contratos posteriores a la transferencia respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario y.

i - horas de punta (p), valle (v) o restantes (r). Los horarios en que deberán considerarse estos tramos serán los que determine el Organismo Encargado del Despacho (DNDC), para las transacciones al nivel mayorista.

Durante el período de vigencia original de los contratos transferidos se reconocerá, a los efectos del cálculo de las tarifas a usuarios, la cantidad de energía establecida en dichos contratos aún cuando las partes lo modificaran.

B) CALCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

Los parámetros tarifarios calculados de acuerdo a los procedimientos contenidos en esta sección, se aplicarán afectados de los factores KAPL que se describen en el punto C) del presente.

B.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO RESIDENCIAL (tarifa 1-R)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Residencial (1-R), descrita en el 'Régimen Tarifario', se aplicarán 2 (dos) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

. hasta 300 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-R1)

. mayores de 300 kWh/bimestre (tarifa 1-R2)

B.1.1) Cargos fijos bimestrales

. Tarifa 1-R1

$$\text{CFR1} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPR1} + \text{CDFR1}$$

donde:

CFR1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 300 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFR1: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-R1, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores que se aplicarán al inicio de la vigencia de este procedimiento son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KRPB} = 1,143$$

$$\text{KMPR1} = 0,43 \text{ kW-mes/bimestre}$$

$$\text{CDFR1} = 2,86 \text{ U\$S/bimestre}$$

. Tarifa 1-R2

$$\text{CFR2} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPR2} + \text{CDFR2}$$

donde:

CFR2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 300 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de la tarifa 1-R2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMPR2} = 1,79 * (\text{Ppot} * \text{cp1} + \text{Pep} * \text{cep1} + \text{Per} * \text{cer1} + \text{Pev} * \text{cev1} + \text{CDMR}) / (\text{Ppot} * \text{cp2} + \text{Pep} * \text{cep2} + \text{Per} * \text{cer2} + \text{Pev} * \text{cev2})$$

cp1	=	0,49	kw-mes / bimestre
cep1	=	91	kwh / bimestre
cer1	=	213	kwh / bimestre
cev1	=	34	kwh / bimestre
cp2	=	2,05	kw-mes / bimestre
cep2	=	61	kwh / bimestre
cer2	=	227	kwh / bimestre
cev2	=	51	kwh / bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFR2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-R2, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

CDFR2 = 9,54 U\$S/bimestre

CDMR = 4,11 U\$S/bimestre

B.1.2) Cargos variables

. Tarifa 1-R1

$CVR1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMER1 + CDVR1$

donde: CVR1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 300 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVR1 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-R1, expresado en

U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMER1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,27$$

$$Yr = 0,63$$

$$Yv = 0,10$$

$$KREB = 1.128$$

$$CDVR1 = 0,040 \text{ U\$/kWh}$$

$$KMER1 = 1,00$$

. Tarifa 1-R2

$$CVR2 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMER2 + CDVR2$$

donde:

CVR2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 300 kWh, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja-tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVR2 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-R2, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMER2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMER2 = \frac{(Ppot * cp3 + Pep * cep3 + Per * cer3 + Pev * cev3 + CDMR) / (Ppot * cp4 + Pep * cep4 + Per * cer4 + Pev * cev4)}$$

/FONT>

cp3	=	0,49	kw-mes / bimestre
cep3	=	91	kwh / bimestre
cer3	=	213	kwh / bimestre
=	2,05	kw-mes / bimestre	
cep4	=	61	kwh / bimestre
cer4	=	227	kwh / bimestre
cev4	=	51	kwh / bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,18$$

$$Yr = 0,67$$

$$Yv = 0,15$$

$$KREB = 1.128$$

$$CDVR2 = 0,004 \text{ U\$S/kWh}$$

$$CDMR = 4,11 \text{ U\$S/bimestre}$$

B.2) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (tarifa 1-G)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso General (1-G), descrita en el 'Régimen Tarifario', se aplicarán 3 (tres) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

- . hasta 1600 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G1)
- . desde 1601 kWh/bimestre hasta 4000 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G2)
- . desde 4001 kWh/bimestre (tarifa 1-G3)

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.2.1) Cargos fijos bimestrales

. Tarifa 1-G1

$$CFG1 = Ppot * KRPB * KMPG1 + CDFG1$$

donde: CFG1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 1600 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFG1: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G1, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPB = 1,143$$

$$KMPG1 = 1,02 \text{ kW-mes/bimestre}$$

$$CDFG1 = 4,53 \text{ U\$/bimestre}$$

$$\text{Tarifa 1-G2 CFG2} = Ppot * KRPB * KMPG2 + CDFG2$$

donde:

CFG2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMPG2 = 7,48 * (Ppot * cp5 + Pep * cep5 + Per * cer5 + Pev * cev5 + CDMG1) / (Ppot * cp6 + Pep * cep6 + Per * cer6 + Pev * cev6)$$

cp5	=	1,17	kw-mes / bimestre
cep5	=	90	kwh / bimestre
cer5	=	1570	kwh / bimestre
cev5	=	144	kwh / bimestre
cp6	=	8,55	kw-mes / bimestre
cep6	=	199	kwh / bimestre
cer6	=	1480	kwh / bimestre
cev6	=	126	kwh / bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFG2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G2, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho(DNDC).

KRPB =1,143

CDMG1=16,70 U\$S/bimestre

CDFG2 =33,02 U\$S/bimestre

. Tarifa 1-G3

$$CFG3 = Ppot * KRPB * KMPG3 + CDFG3$$

donde:

CFG3 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\$S/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG3: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMPG3 = 20 * (KMPG2 * (Ppot * cp7 + Pep * cep7 + Per * cer7 + Pev * cev7)) / 7,48 + CDMG2) / (Ppot * cp8 + Pep * cep8 + Per * cer8 + Pev * cev8)$$

cp7	=	8,55	kw-mes / bimestre
cep7	=	496	kwh / bimestre
cer7	=	3700	kwh / bimestre
cev7	=	316	kwh / bimestre
cp8	=	22,86	kw-mes / bimestre
cep8	=	632	kwh / bimestre
cer8	=	2933	kwh / bimestre
cev8	=	948	kwh / bimestre

$$KMPG2 = 7,48 * (Ppot * cp5 + Pep * cep5 + Per * cer5 + Pev * cev5 + CDMG1) / (Ppot * cp6 + Pep * cep6 + Per * cer6 + Pev * cev6)$$

cp5	=	1,17	kw-mes / bimestre
cep5	=	90	kwh / bimestre
cer5	=	1570	kwh / bimestre
cev5	=	144	kwh / bimestre
cp6	=	8,55	kw-mes / bimestre
cep6	=	199	kwh / bimestre
cer6	=	1480	kwh / bimestre
cev6	=	126	kwh / bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas

1-G2 y 1-G3 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFG3 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB=1,143

CDMG2=35,09U\$S/bimestre

CDMG1=16,70U\$S/bimestre

CDFG3=88,32U\$S/bimestre.

B.2.2) Cargos variables

. Tarifa 1-G1

$$CVG1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG1 + CDVG1$$

donde: CVG1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 1600 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2) del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG1: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G1, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,05

Yr = 0,87

Yv = 0,08

KREB = 1,128

CDVG1 = 0,061 U\$S/kWh

KMEG1 = 1,00

. Tarifa 1-G2

$$CVG2 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG2 + CDVG2$$

donde:

CVG2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG2: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G2, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG2: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de la tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMEG2 = (Ppot * cp5 + Pep * cep5 + Per * cer5 + Pev * cev5 + CDMG1) / (Ppot * cp6 + Pep * cep6 + Per * cer6 + Pev * cev6)$$

cp5	=	1,17	kw-mes / bimestre
cep5	=	90	kwh / bimestre
cer5	=	1570	kwh / bimestre
cev5	=	144	kwh / bimestre
cp6	=	8,55	kw-mes / bimestre
cep6	=	199	kwh / bimestre
cer6	=	1480	kwh / bimestre
cev6	=	126	kwh / bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,11
 Yr = 0,82
 Yv = 0,07
 KREB = 1,128
 CDMG1 = 16,70 U\$S/bimestre
 CDVG2 = 0,033 U\$S/kWh

. Tarifa 1-G3

$$CVG3 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG3 + CDVG3$$

donde: CVG3 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG3: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G3, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG3: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3. Se calculará con la siguiente expresión:

$$KMEG3 = (KMEG2 * (Ppot * cp7 + Pep * cep7 + Per * cer7 + Pev * cev7) + CDMG2) / (Ppot * cp8 + Pep * cep8 + Per * cer8 + Pev * cev8)$$

cp7	=	8,55	kw-mes / bimestre
cep7	=	496	kwh / bimestre
cer7	=	3700	kwh / bimestre
cev7	=	316	kwh / bimestre
cp8	=	22,86	kw-mes / bimestre
cep8	=	632	kwh / bimestre
cer8	=	2933	kwh / bimestre
cev8	=	948	kwh / bimestre

$$\text{KMEG2} = (\text{Ppot} * \text{cp5} + \text{Pep} * \text{cep5} + \text{Per} * \text{cer5} + \text{Pev} * \text{cev5} + \text{CDMG1}) / (\text{Ppot} * \text{cp6} + \text{Pep} * \text{cep6} + \text{Per} * \text{cer6} + \text{Pev} * \text{cev6})$$

cp5	=	1,17	kw-mes / bimestre
cep5	=	90	kwh / bimestre
cer5	=	1570	kwh / bimestre
cev5	=	144	kwh / bimestre
cp6	=	8,55	kw-mes / bimestre
cep6	=	199	kwh / bimestre
cer6	=	1480	kwh / bimestre
cev6	=	126	kwh / bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G2 y 1-G3 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$S/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,14$$

$$Yr = 0,65$$

$$Yv = 0,21$$

$$\text{KREB} = 1,128$$

$$\text{CDMG2} = 35,09 \text{ U\$S/bimestre}$$

$$\text{CDMG1} = 16,70 \text{ U\$S/bimestre}$$

$$\text{CDVG3} = 0,010 \text{ U\$S/kWh}$$

B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - ALUMBRADO PUBLICO (tarifa 1-AP)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Alumbrado Público (1-AP), descrita en el 'Régimen Tarifario', se aplicará 1 (una) única tarifa.

La misma se compondrá únicamente de un cargo variable que se aplicará a cada unidad de energía consumida.

El cargo variable se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

B.3.1) Cargo variable

$$\text{CVA} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMA} + (\text{Pep} * \text{Yp} + \text{Per} * \text{Yr} + \text{Pev} * \text{Yv}) * \text{KREB} + \text{CDA}$$

donde:

CVA : Cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U\$S/KWh:

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMA : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP. Este valor no estará sujeto a variación.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDA : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPB = 1.143$$

$$KMA = 0,0034 \text{ kW-mes/kWh}$$

$$Yp = 0,33 \quad Yr = 0,00$$

$$Yv = 0,67$$

$$KREB = 1.128$$

$$CDA = 0,020 \text{ U$S/kWh}$$

B.4) MEDIANAS DEMANDAS (tarifa 2)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Medianas Demandas (Tarifa T2), descrita en el 'Régimen Tarifario', se aplicará una tarifa única, que se compondrá de un cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en tramo horario único y un cargo variable por un cargo de energía consumida en tramo horario único.

Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.4.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$\text{CFMD} = \text{Ppot} * \text{KRPB} + \text{CDFMD}$$

donde: CFMD : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en U\$S/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFMD: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KRPB} = 1,143$$

$$\text{CDFMD} = 4,90 \text{ U\$S/kW-mes}$$

B.4.2) Cargo variable por unidad de energía consumida.

$$\text{CVMD} = (\text{Pep} * \text{Yp} + \text{Per} * \text{Yr} + \text{Pev} * \text{Yv}) * \text{KREB} + \text{CDVMD}$$

donde:

CVMD : cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVMD: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$S/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,14$$

$$Yr = 0,65$$

$$Yv = 0,21$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDVMD = 0,020 \text{ U\$/kWh}$$

B.5) GRANDES DEMANDAS EN BAJA TENSION (tarifa 3-BT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Baja Tensión (3-BT), descrita en el 'Régimen Tarifario', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.5.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGB = Ppot * KRPB + CDFPGB$$

donde :

CFPGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGB : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPB = 1,143$$

$$CDFPGB = 5,30 \text{ U\$/kW(punta)-mes}$$

B.5.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

$$CFFGB = CDFPGB$$

donde:

CFFGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado

en U\$/kW-mes.

CDFFGB: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$$\text{CDFFGB} = 4,81 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{f/punta})\text{-mes}$$

B.5.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$\text{CVPGB} = \text{Pep} * \text{KREB}$$

donde:

CVPGB : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KREB} = 1,128$$

B.5.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

$$\text{CVVGB} = \text{Pev} * \text{KREB}$$

donde:

CVVGB : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kWh.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KREB} = 1,128$$

B.5.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$\text{CVRGB} = \text{Per} * \text{KREB}$$

donde:

CVRGB : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-BT, expresado en

U\$/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREB = 1,128

B.6) GRANDES DEMANDAS EN MEDIA TENSION (tarifa 3-MT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Media Tensión (3-MT), descrita en el 'Régimen Tarifario', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.6.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$\text{CFPGM} = \text{Ppot} * \text{KRPM} + \text{CDFPGM}$$

donde:

CFPGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPM : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGM: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPM = 1,079

CDFPGM = 2,34 U\$/kW(punta)-mes

B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

$$\text{CFFGM} = \text{CDFFGM}$$

donde :

CFFGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

CDFFGM: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$$CDFFGM = 2,66 \text{ U\$S/kW(f/punta)-mes}$$

B.6.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$CVPGM = Pep * KREM$$

donde :

CVPGM : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREM = 1,072$$

B.6.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

$$CVVGM = Pev * KREM$$

donde:

CVVGM: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$S/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREM = 1,072$$

B.6.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$CVRGM = Per * KREM$$

donde :

CVRGM : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-MT, expresado en U\$S/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per: se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREM = 1,072

B.7) GRANDES DEMANDAS EN ALTA TENSION (tarifa 3-AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Alta Tensión (3-AT), descrita en el 'Régimen Tarifario', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.7.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGA = Ppot * KRPA + CDFPGA$$

donde :

CFPGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPA : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGA: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPA = 1,03

CDFPGA = 0,46 U\$S/kW(punta)-mes

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

$$CFFGA = CDFPGA$$

donde :

CFFGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$S/kW-mes.

CDFFGA: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$S/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$$CDFFGA = 0,40 \text{ U\$S/kW(f/punta)-mes}$$

B.7.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$\text{CVPGA} = \text{Pep} * \text{KREA}$$

donde:

CVPGA : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$S/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KREA} = 1,028$$

B.7.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

$$\text{CVVGA} = \text{Pev} * \text{KREA}$$

donde :

CVVGA : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$S/kWh.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$\text{KREA} = 1,028$$

B.7.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$\text{CVRGA} = \text{Per} * \text{KREA}$$

donde :

CVRGA : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$S/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREA = 1,028

C) FACTORES DE APLICACION

Los cargos fijos y variables de la Tarifa Pequeñas Demandas - Uso Residencial para consumos bimestrales inferiores o iguales a 300 kWh (T.1-R1), calculados de acuerdo a las expresiones que se indican en B.1), B.5), B.6) y B.7) del presente documento; se aplicarán afectados por los factores KAPL de acuerdo a los siguientes criterios:

KAPL = 0,70 desde la toma de posesión hasta finalizar el mes número 8 (ocho), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,80 desde el inicio del mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 14 (catorce), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,90 desde el inicio del mes número 15 (quince) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 20 (veinte), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 1,00 desde el inicio del mes número 21 (veintiuno) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar la vigencia de este Procedimiento.

D) RECALCULO Y ACTUALIZACION DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCION, COSTOS DE CONEXION Y SERVICIO DE REHABILITACION.

Los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación se recalcularán una vez por cada período anual y tendrán vigencia en los 6 (seis) meses siguientes al recálculo o actualización. La fecha para la primera de ellas será al iniciar el mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la entrada en vigencia de este Procedimiento. Se utilizará la siguiente expresión:

$$CDi,j,n = (PMn * 0,67 / PMo + PCn * 0,33 / PCo) * CDi,j,o$$

donde:

CDi,j,n : costo de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación en el período n (período de 6 (seis) meses).

PMn : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

PMo : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América,

tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de Toma de Posesión.

PCn : índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consumer Price Index (C.P.I.)", del "U.S. -Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

PCo : índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consumer Price Index (C.P.I.)", del "U.S. -Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de la Toma de Posesión.

CDi,j,o : costo de distribución inicial del parámetro tarifario i, de la tarifa j (valores contenidos en el presente), o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación iniciales (valores contenidos en el Cuadro Tarifario Inicial - Régimen Tarifario).

Subanexo 3

CUADRO TARIFARIO INICIAL

Este Cuadro Tarifario Inicial será aplicado por LA DISTRIBUIDORA y tendrá plena vigencia desde la fecha de TOMA DE POSESION ; con posterioridad se aplicará el PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL CUADRO TARIFARIO, Subanexo 2, para recalcular los valores del Cuadro Tarifario Inicial, cada vez que corresponda. La primera oportunidad coincidirá con la revisión trimestral del precio de la energía eléctrica en el Mercado Spot, del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

**CUADRO TARIFARIO INICIAL
A APLICAR POR EDENOR S.A. y EDESUR S.A.**

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)	Unidad	Importe
T 1 - R Uso Residencial		
T.1 - R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim.	2,54
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,061
T.1 - R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	13,04
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,056
T 1 - G Uso General		
T.1 - G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim	6,35
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,108
T.1 - G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kwh e inferior o igual a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	47,14
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,083
T.1 - G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	127,91
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,063
T 1 - A.P. Alumbrado Público		
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,074
Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)		
Por capacidad de suministro contratada:	\$ / kw-mes	6,69

Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,067
Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)		
Por Capacidad de suministro contratada en horas de pico:		
- En Baja Tensión	\$ / kw-mes	7,09
- En Media Tensión	\$ / kw-mes	4,02
- En Alta Tensión	\$ / kw-mes	2,07
Por Capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:		
- En Baja Tensión	\$ / kw-mes	4,81
- En Media Tensión	\$ / kw-mes	2,66
- En Alta Tensión	\$ / kw-mes	0,40
Por consumo de energía:		
- En Baja Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,048
Periodo horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,047
Periodo horas de punta	\$ / kwk	0,048
- En Media Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,046
Periodo horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,044
Periodo horas de punta	\$ / kwk	0,046
- En Alta Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,043
Periodo horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,042
Periodo horas de punta	\$ / kwk	0,043
Por la energía reactiva		
Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa	%	1,50
Por entrega en corriente continua	%	22,50
Recargo por entrega en corriente continua		
Servicio de Rehabilitación		
Por cada servicio interrumpido por falta de pago:		
Tarifa N° 1 Uso Residencial	\$ 4,60	
Tarifa N° 1 Uso General y A.P.	\$ 27,80	
Tarifa N° 2 y 3	\$ 73,60	
Conexiones Domiciliarias		
a) Conexiones comunes por usuarios:	\$ 56,00	
- Aéreas monofásicas	\$ 174,00	
- Subterráneas monofásicas	\$ 106,00	
- Aéreas trifásicas	\$ 266,00	
- Subterráneas trifásicas		
b) Conexiones especiales por usuario:	\$ 147,00	
- Aéreas monofásicas	\$ 473,00	
- Subterráneas monofásicas	\$ 259,00	
- Aéreas trifásicas	\$ 489,00	
- Subterráneas trifásicas		

Subanexo 4

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES

1. INTRODUCCION

Será responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio.

Para ello deberá cumplir con las exigencias que aquí se establecen, realizando los trabajos e inversiones que estime conveniente.

El no cumplimiento de las pautas preestablecidas dará lugar a la aplicación de multas, basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al usuario recibir un servicio en condiciones no satisfactorias, cuyos montos se calcularán de acuerdo a la metodología contenida en el presente subanexo.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) será el encargado de controlar el fiel cumplimiento de las pautas preestablecidas.

Se considera que tanto el aspecto técnico del servicio como el comercial deben responder a normas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

a) Calidad del producto técnico suministrado.

b) Calidad del servicio técnico prestado.

c) Calidad del servicio comercial.

El producto técnico suministrado se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión, y armónicas).

El servicio técnico involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del usuario.

Las exigencias en cuanto al cumplimiento de los parámetros preestablecidos, se aplicarán de acuerdo al siguiente cronograma:

- En los primeros 12 (doce) meses desde la fecha efectiva de Toma de Posesión del servicio por parte de LA DISTRIBUIDORA (etapa preliminar), el ENTE y LA DISTRIBUIDORA revisarán y completarán la metodología de medición y control de los indicadores de calidad que se controlarán en los siguientes 36 (treinta y seis) meses.
- Los siguientes 36 (treinta y seis) meses constituyen la denominada etapa 1, en la que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. El incumplimiento de los mismos dará lugar a la aplicación de las sanciones que se describe en el punto 2.1) y 3.1) del presente.
- A partir del mes número 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión se iniciará la denominada etapa 2, en la que se controlará la prestación del servicio en cada suministro. Se tolerarán hasta un determinado límite las variaciones de tensión, la cantidad de cortes mayores a 3 (tres) minutos de duración y el tiempo total sin servicio. En los suministros en que se excedan estos valores LA DISTRIBUIDORA le reconocerá al usuario un crédito en la facturación del semestre inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias (variaciones de tensión mayores a las admitidas) o a la energía no suministrada (frecuencia y duración de los cortes por encima de los admitidos). La metodología para el cálculo de estas sanciones se describe en los puntos 2.2) y 3.2) del presente.

Los mecanismos que se utilizarán para el relevamiento de los indicadores de calidad y que permitirán al ENTE controlar el cumplimiento de las condiciones pactadas son:

- . Desarrollo de campañas de medición y relevamiento de curvas de carga y tensión.
- . Organización de bases de datos con información de contingencias, relacionables con bases de

datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición.

2. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

No obstante, LA DISTRIBUIDORA será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un 5% de probabilidad de ser superado. Dichos valores serán analizados en forma conjunta por el ENTE y LA DISTRIBUIDORA durante la etapa 1, teniendo en cuenta las normas internacionales e internas de empresas similares, con el objeto de obtener su aprobación por parte del ENTE; teniendo vigencia a partir del período definido como Etapa 2.

LA DISTRIBUIDORA deberá arbitrar los medios conducentes a:

- . Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores internacionales reconocidos.
- . Controlar a los Grandes Usuarios, a través de límites de emisión fijados por contrato.
- . Impulsar, conjuntamente con el ENTE, la aprobación de normas de fabricación y su inclusión en las órdenes de compras propias y de los usuarios.

En este contexto, LA DISTRIBUIDORA podrá penalizar a los usuarios que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación del ENTE.

Durante la Etapa 2 tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre LA DISTRIBUIDORA y el ENTE.

Estos valores se medirán de acuerdo a la metodología y en los lugares que se hayan acordado entre las partes.

El incumplimiento de los valores fijados no será objeto de penalizaciones durante la etapa 2 cuando LA DISTRIBUIDORA demuestre que las alteraciones son debidas a los consumos de los usuarios; no obstante deberá actuar sobre los mismos.

A partir del sexto año de la transferencia del servicio, LA DISTRIBUIDORA deberá haber implementado un sistema, que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo especificado por normas internacionales de validez reconocida, tales como las IEC, y tendrá implementados métodos o procedimientos que permitan al ENTE su verificación.

2.1. NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 1

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-7,0%	+7,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-10,0%	+10,0%
Alimentación SUBTERRÁNEA (MT o BT)	-7,0%	+7,0%
Rural	-13,0%	+13,0%

Son obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en esta etapa:

- . Llevar un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras, de todas las subestaciones de distribución.
- . Efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el 3% de los centros de transformación, durante un período no inferior a 7 días corridos.
- . Registrar el nivel de tensión en hasta 50 (cincuenta) puntos de la red seleccionados por el ENTE.

Si de cualquiera de los documentos surgiera el incumplimiento de los niveles comprometidos durante un tiempo superior al 3% del período en que se efectúe la medición (mínimo 1 semana), LA DISTRIBUIDORA quedará sujeta a la aplicación de sanciones.

Las sanciones las pagará LA DISTRIBUIDORA a los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión, aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al período en que se detectó la falla, las que se calcularán con los valores indicados en la tabla adjunta.

Los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión serán los abastecidos por las instalaciones donde se ha dispuesto la medición (subestaciones, cámaras, plataformas o puntos de suministro).

El monto total de la sanción se repartirá entre los usuarios afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.

Las sanciones se calcularán valorizando la energía entregada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos con los valores indicados en la tabla adjunta.

Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se deberá medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la carga que abastece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión.

Los períodos de control y bonificación al usuario serán iguales a los definidos para la calidad del Servicio Técnico (punto 3.1 del presente anexo).

A continuación se indica la tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 1:

MT,BT (alim. subterr.) y AT

Si Tol > ó = 0,07 y < 0,08 : 0,005 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,010 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,015 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,020 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,025 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,030 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,040 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,050 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,200 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,600 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$S/kWh

MT y BT (alim. aérea)

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,008 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,015 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,022 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,030 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,043 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,050 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,500 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$S/kWh

Rural

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,015 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,033 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,050 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,500 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$S/kWh

Donde: Tol es igual a $(VABS (TS-TN) / TN) VABS (TS - TN)$: es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).

2.2. NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 2

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-5,0%	+5,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-8,0%	+8,0%
Alimentación SUBTERRÁNEA (MT o BT)	-5,0%	+5,0%
Rural	-10,0%	+10,0%

Los niveles de tensión se determinarán al nivel de suministro mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, en distintos puntos de la red.

Será implementada por LA DISTRIBUIDORA, que además procesará la información adquirida, con las directivas y la supervisión del ENTE.

Se considerará que LA DISTRIBUIDORA queda sujeta a la aplicación de sanciones si se verifica el incumplimiento de los niveles mencionados por responsabilidad de la misma, durante un tiempo superior al 3% del período en el que se efectúe la medición. Este período será como mínimo una semana.

Las sanciones se aplicarán en la forma de bonificaciones en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

Para determinar las sanciones se calculará la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los rangos permitidos, y se la valorizará de acuerdo a la tabla adjunta. Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad, se deberá medir, simultáneamente con la tensión, la potencia del consumo.

Tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 2:

MT,BT (alim. subterr.) y AT

Si Tol > ó = 0,05 y < 0,06 : 0,013 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,06 y < 0,07 : 0,026 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,07 y < 0,08 : 0,039 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,052 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,070 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,086 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,100 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,300 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,700 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 1,100 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,400 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,800 U\$S/kWh
 Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$S/kWh

MT y BT (alim. aérea)

Si Tol > δ = 0,08 y < 0,09 : 0,015 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,09 y < 0,10 : 0,030 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,10 y < 0,11 : 0,050 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,11 y < 0,12 : 0,085 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,12 y < 0,13 : 0,100 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,13 y < 0,14 : 0,300 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,14 y < 0,15 : 0,700 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,15 y < 0,16 : 1,200 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,16 y < 0,18 : 1,600 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,18 : 2,000 U\$S/kWh

Rural

Si Tol > δ = 0,10 y < 0,11 : 0,025 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,11 y < 0,12 : 0,050 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,12 y < 0,13 : 0,075 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,13 y < 0,14 : 0,100 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,14 y < 0,15 : 0,300 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,15 y < 0,16 : 0,700 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,16 y < 0,18 : 1,400 U\$S/kWh
Si Tol > δ = 0,18 : 2,000 U\$S/kWh

Donde: Tol es igual a $(VABS (TS-TN) / TN)$ VABS (TS - TN) : es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).

3. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

La calidad del servicio técnico se evaluará en base a los siguientes indicadores:

- Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).
- Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

En este documento se fijan los valores máximos admitidos para cada indicador; si se exceden esos valores se aplicarán las sanciones descritas en los puntos 3.1) y 3.2) del presente.

El control se realizará en dos etapas:

La etapa 1 regirá entre el mes 13 (trece) y el mes 48 (cuarenta y ocho), contados desde la transferencia del servicio. En esta etapa el control se efectuará mediante índices globales y aproximados que representen, de la mejor forma posible, el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupciones y tiempo total de interrupción de cada usuario. El período mínimo de control será el semestre.

Si los indicadores excedieran los valores prefijados (indicados en el punto 3.1)), se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre inmediato posterior al semestre controlado (la metodología se indica en el punto 3.1)).

La etapa 2 regirá a partir del mes 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la transferencia del servicio.

Se caracteriza por el hecho de que se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre.

Si se excedieran de los valores prefijados (indicados en el punto 3.2)), LA DISTRIBUIDORA deberá reconocer un crédito en favor del usuario, que lo incluirá en las facturaciones del semestre posterior al de control.

La metodología para el cálculo del crédito mencionado, se indica en el punto 3.2) del presente.

Se define como **contingencia** a toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la suspensión del suministro de energía eléctrica de algún usuario o del conjunto de ellos.

Se define como **primera reposición** a la primera maniobra sobre la red afectada por una contingencia que permite restablecer el servicio, aunque sea parcialmente.

Se define como **última reposición** a la operación sobre la red afectada por una contingencia que permite reestablecer el servicio a todo el conjunto de usuarios afectados por la interrupción.

3.1. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO EN LA ETAPA 1

En la etapa 1 se controlará la calidad del servicio técnico en base a indicadores que refieran la frecuencia y el tiempo que queda sin servicio la red de distribución.

Esta etapa 1 se subdividirá en 3 (tres) subetapas de 1 (un) año de duración cada una, las que tendrán vigencia de acuerdo al siguiente detalle:

- Subetapa 1, desde el inicio del mes número 13 (trece) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 24 (veinticuatro), contado desde la misma fecha.
- Subetapa 2, desde el inicio del mes número 25 (veinticinco) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 36 (treinta y seis), contado desde la misma fecha.
- Subetapa 3, desde el inicio del mes número 37 (treinta y siete) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 48 (cuarenta y ocho), contado desde la misma fecha.

Los límites de la red sobre la cuál se calcularán los indicadores son, por un lado la botella terminal del alimentador MT en la subestación AT/MT, y por el otro, los bornes BT del transformador de rebaje MT/BT.

Para el cálculo de los índices se computarán tanto las fallas en la red de distribución como el déficit en el abastecimiento (generación y transporte), no imputable a causas de fuerza mayor.

LA DISTRIBUIDORA hará presentaciones semestrales al ENTE con los resultados de su gestión en el semestre inmediato anterior. El ENTE podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices.

Los indicadores que se calcularán son:

- . Indices de interrupción por transformador (frecuencia media de interrupción - FMIT y tiempo total de interrupción - TTIT).
- . Indices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción - FMIK y tiempo total de interrupción - TTIK).
- . Indices de interrupción adicionales (tiempos totales de primera y última reposición y energía media indisponible).

La metodología de cálculo y los valores máximos admitidos para estos indicadores se detallan en los puntos 3.1.1., 3.1.2. y 3.1.3. de este documento.

El no cumplimiento de alguno de estos valores dará lugar a la aplicación de sanciones. Si se exceden en los indicadores que representan el mismo aspecto del servicio técnico (frecuencia de interrupciones (FMI) o duración de las interrupciones (TTI)), se calculará el monto con los dos indicadores y se aplicará el mayor de ellos.

Las sanciones se implementarán como descuentos en la facturación de todos los usuarios. Estos descuentos se distribuirán en las facturaciones del semestre inmediatamente posterior al controlado.

El monto de las sanciones se determinará en base a la energía no suministrada calculada de acuerdo a lo indicado en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), valorizada a 1,00 U\$/kWh.

Este monto semestral se dividirá por el total de energía facturada en el mismo semestre, resultando el crédito por cada kWh a facturar en el semestre inmediatamente posterior. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de usuario o tarifa.

A continuación se describen los indicadores, la metodología de cálculo y los valores admitidos.

3.1.1. INDICES DE INTERRUPCION POR TRANSFORMADOR

Los índices a calcular son los siguientes:

a) FMIT - Frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio):

b) TTIT - Tiempo total de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$a) FMIT = \text{SUMi } Q_{fsi} / Q_{inst}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Q_{fsi} : cantidad de transformadores fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

Q_{inst} : cantidad de transformadores instalados.

$$b) TTIT = \text{SUMi } Q_{fsi} * T_{fsi} / Q_{inst}$$

donde:

T_{fsi} : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los transformadores Q_{fs}, durante cada una de las contingencias i.

Los valores tope admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción y de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

A) Fallas debidas a equipos e instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (fallas internas de la red).

- Subetapa 1

a) FMIT < = 3,0 veces por semestre

b) TTIT < = 12,0 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{FMIT}_{\text{registrado}} - 3,0) * (\text{TTIT} / \text{FMIT})_{\text{registrado}} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTITregistrado}-12,0) * 721.600$$

- Subetapa 2

a) FMIT < = 2,5 veces por semestre

b) TTIT < = 9,7 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMITregistrado}-2,5) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTITregistrado}-9,7) * 721.600$$

- Subetapa 3

a) FMIT < = 2,2 veces por semestre

b) TTIT < = 7,8 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMITregistrado}-2,2) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTITregistrado}-7,8) * 721.600$$

B) Fallas debidas al sistema de generación y transporte (fallas externas de la red), excluidas las causas de fuerza mayor.

- Subetapa 1

a) FMIT < = 5 veces por semestre

b) TTIT < = 20 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMITregistrado}-5) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTITregistrado}-20) * 721.600$$

- Subetapa 2

a) FMIT < = 3 veces por semestre

b) TTIT < = 12 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

- Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMITregistrado}-3) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

- Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTITregistrado}-12) * 721.600$$

- Subetapa 3

- a) FMIT < = 2 veces por semestre

- b) TTIT < = 6 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

- Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMITregistrado}-2) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

- Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTITregistrado}-6) * 721.600$$

3.1.2. INDICES DE INTERRUPCION POR KVA NOMINAL INSTALADO

Los índices a calcular son los siguientes:

- a) FMIK - **Frecuencia media de interrupción** por kVA instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio).

- b) TTIK - **Tiempo total de interrupción** por kVA nominal instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\text{a) FMIK} = \text{SUMi KVAfsi} / \text{KVAinst}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

KVAfsi : cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

KVAinst : cantidad de kVA nominales instalados.

$$\text{b) TTIK} = \text{SUMi KVAfsi} * \text{Tfsi} / \text{KVAinst}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias i.

Los valores tope admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de a

interrupción y de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

A) Fallas debidas a equipos e instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (fallas internas de la red)

- Subetapa 1

a) FMIK \leq 1,9 veces por semestre

b) TTIK \leq 7,0 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,9) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 7) * 740.000$$

- Subetapa 2

a) FMIK \leq 1,6 veces por semestre

b) TTIK \leq 5,8 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,6) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK ENS (kWh) = (TTIK registrado - 5,8) * 740.000

- Subetapa 3

a) FMIK \leq 1,4 veces por semestre

b) TTIK \leq 4,6 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,4) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 4,6) * 740.000$$

B) Fallas debidas al sistema de generación y transporte (fallas externas de la red), excluidas las causas de fuerza mayor.

- Subetapa 1

a) FMIK \leq 5 veces por semestre

b) TTIK \leq 20 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

- . Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 5) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

- . Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 20) * 740.000$$

- Subetapa 2

- a) FMIK < = 3 veces por semestre

- b) TTIK < = 12 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

- . Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 3) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

- . Si se excede TTIK ENS (kWh) = (TTIK registrado - 12) * 740.000

- Subetapa 3

- a) FMIK < = 2 veces por semestre

- b) TTIK < = 6 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

- . Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 2) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

- . Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 6) * 740.000$$

3.1.3. INDICES DE INTERRUPCION ADICIONALES

Complementariamente a los indicadores descritos en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), LA DISTRIBUIDORA deberá calcular los indicadores adicionales que aquí se indican, e informar al ENTE sobre los resultados semestrales. No se fijarán límites o topes para ellos, ni generarán la aplicación de sanciones.

Se calcularán los siguientes índices :

- a) TPRT - Tiempo medio de primera reposición por transformador. Se calcula considerando solamente los transformadores repuestos al servicio luego de la interrupción del servicio en la primera maniobra de reposición; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{TPRT} = \text{SUMi Qvspi} * \text{Tfsp} / \text{SUMi Qvspi}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qvspi : cantidad de transformadores vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

Tfspi : Tiempo fuera de servicio de los transformadores vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

b) TPRK - Tiempo medio de primera reposición por kVA nominal. Se calcula considerando solamente los kVA nominales vueltos al servicio en la primera maniobra de reposición del servicio, luego de la contingencia; se utiliza la siguiente expresión:

$$TPRK = \text{SUMi kVAvspi} * \text{Tfspi} / \text{i kVAvspi}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAvspi: cantidad de kVA nominales vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

Tfspi : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

c) TURT - Tiempo medio de última reposición por transformador. Se calcula considerando solamente los transformadores involucrados en la última maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última reposición), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURT = \text{SUMi Qvsui} * \text{Tfsui} / \text{SUMi Qvsui}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qvsui : cantidad de transformadores vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

Tfsui : Tiempo fuera de servicio de los transformadores vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

d) TURK - Tiempo medio de última reposición por kVA nominal. Se calcula considerando solamente los kVA nominales involucrados en la última maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última reposición), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURK = \text{SUMi kVAvsui} * \text{Tfsui} / \text{SUMi kVAvsui}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAvsui: cantidad de kVA nominales vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

Tfsui : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

e) ENI - Energía nominal indisponible. Es una estimación de la capacidad de suministro indisponible durante una interrupción, en términos de energía, y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENI = \sum_i \text{kVAfsi} * \text{Tfsi}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

KVAfsi : cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias i.

3.2. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO EN LA ETAPA 2

Al iniciar la denominada etapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada usuario.

Los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada usuario, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones :

Usuarios en AT	: 3 interrupciones / semestre
Usuarios en MT	: 4 interrupciones / semestre
Usuarios en BT (pequeñas y medianas demandas)	: 6 interrupciones / semestre
(grandes demandas)	: 6 interrupciones / semestre

b) Tiempo máximo de interrupción :

Usuarios en AT	: 2 horas / interrupción
Usuarios en MT	: 3 horas / interrupción
Usuarios en BT (pequeñas y medianas demandas)	: 10 horas / interrupción
(grandes demandas)	: 6 horas / interrupción

No se computarán las interrupciones menores a 3 minutos.

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de LA DISTRIBUIDORA un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

Tarifa	1 - R	: 1.40 U\$S / kwh
Tarifa	1 - G y 1 - AP	: 1.40 U\$S / kwh
Tarifa	2 y 3 - BT	: 2,27 U\$S / kwh
Tarifa	3 - MT y 3 - AT	: 2,71 U\$S / kwh

La energía no suministrada (no recibida por el usuario) se calculará de la siguiente forma :

$$ENS \text{ (kWh)} = \sum_i (EA / 525600 * Ki)$$

donde:

SUMi : sumatoria de los i minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos.

EA: total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses.

Ki: es el factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria; se utilizarán los siguientes valores:

Tarifa	1 - R	1 - G	1 - AP	2	3 - BT	3 - MT	3 - AT
Hora							
0	0,85	0,48	2,40	0,82	0,82	0,65	0,65
1	0,66	0,48	2,40	0,82	0,82	0,65	0,65
2	0,50	0,44	2,40	0,82	0,82	0,63	0,63
3	0,50	0,44	2,40	0,82	0,82	0,63	0,63
4	0,50	0,52	2,40	0,82	0,82	0,67	0,67
5	0,50	0,81	2,40	0,82	0,82	0,81	0,81
6	0,59	0,97	0,00	0,82	0,82	0,89	0,89
7	0,71	1,16	0,00	1,02	1,02	1,09	1,09
8	1,01	1,37	0,00	1,14	1,14	1,25	1,25
9	1,27	1,46	0,00	1,14	1,14	1,30	1,30
10	1,30	1,53	0,00	1,11	1,11	1,32	1,32
11	1,18	1,50	0,00	1,11	1,11	1,30	1,30
12	1,18	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,35
13	1,18	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,35
14	1,05	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,35
15	1,05	1,33	0,00	1,34	1,34	1,33	1,33
16	1,05	1,34	0,00	1,34	1,34	1,34	1,34
17	1,11	1,12	0,00	1,17	1,17	1,15	1,15
18	1,23	1,03	0,00	0,73	0,73	0,88	0,88
19	0,69	0,96	2,40	0,87	0,87	0,92	0,92
20	1,93	0,79	2,40	0,87	0,87	0,83	0,83
21	1,23	0,79	2,40	0,82	0,82	0,80	0,80
22	0,99	0,70	2,40	0,82	0,82	0,76	0,76
23	0,78	0,63	2,40	0,82	0,82	0,73	0,73

Para poder determinar la calidad del servicio técnico al nivel del suministro al usuario, la información necesaria se organizará en bases de datos.

Se desarrollarán dos: Una con los datos de las contingencias de la red y otra con el esquema de alimentación de cada usuario, de forma tal que permitan identificar los usuarios afectados ante cada falla de la red.

La base de datos de contingencias se conformará con la información de los equipos afectados, inicio y fin de la mismas y equipos operados a consecuencia de la contingencia para reponer el suministro a la mayor cantidad posible de usuarios afectados (modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).

La base de datos sobre el esquema de alimentación de cada usuario contendrá los equipos e instalaciones que le abastecen, con el siguiente nivel de agregación:

- .. alimentador BT
- .. centro MT / BT

- .. alimentador MT
- .. transformador AT / MT
- .. subestación AT / MT
- .. red AT

Estas bases de datos se relacionarán con los archivos de facturación y deben permitir el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los usuarios a los efectos de la aplicación de las penalidades señaladas en el punto 3.2) del presente: El ENTE deberá aprobar los criterios de diseño y la implementación de las mismas, y podrá auditar las tareas de relevamiento de información básica y de procesamiento, en cualquiera de sus etapas.

4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

LA DISTRIBUIDORA deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus usuarios una atención comercial satisfactoria.

Los distintos aspectos de la misma se controlarán por medio de los indicadores que se detallan en los puntos 4.1), 4.2), 4.3) y 4.4) del presente documento, de tal forma de orientar sus esfuerzos hacia:

- . el conveniente acondicionamiento de los locales de atención al público, para asegurar que la atención sea personalizada,
- . evitar la excesiva pérdida de tiempo del usuario, favoreciendo las consultas y reclamos telefónicos,
- . satisfacer rápidamente los pedidos y reclamos que presenten los usuarios y
- . emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales.

Si LA DISTRIBUIDORA no cumpliera con las pautas aquí establecidas, se hará pasible a las sanciones descriptas en el punto 5) de este documento.

4.1. CONEXIONES

Los pedidos de conexión deben establecerse bajo normas y reglas claras para permitir la rápida satisfacción de los mismos.

Solicitada la conexión de un suministro y realizadas las tramitaciones y pagos pertinentes, LA DISTRIBUIDORA deberá proceder a la conexión del suministro dentro de los siguientes plazos:

a) Sin modificaciones a la red existente

Etapa 1:

- . Hasta 50 kW 15 (quince) días hábiles,
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.
- . Recolocación de medidores 3 (tres) días hábiles.

Etapa 2:

- . Hasta 50 kW 5 (cinco) días hábiles,
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.
- . Recolocación de medidores 1 (uno) día hábil.

b) Con modificaciones a la red existente

Etapa 1:

- . Hasta 50 kW, conexión aérea: 30 (treinta) días hábiles.
- . Hasta 50 kW, conexión subterránea: 45 (cuarenta y cinco) días hábiles.
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.

Etapa 2:

- . Hasta 50 kW, conexión aérea: 15 (quince) días hábiles.
- . Hasta 50 kW, conexión subterránea: 30 (treinta) días hábiles.
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.

Para los pedidos de conexión cuyos plazos sean a convenir con el usuario, en caso de no llegar a un acuerdo, éste podrá plantear el caso ante el ENTE, quién resolverá en base a la información técnica que deberá suministrar LA DISTRIBUIDORA, resolución que será inapelable y pasible de sanción en caso de incumplimiento.

4.2. FACTURACION ESTIMADA

Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando casos de probada fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

Para un mismo usuario no podrán emitirse más de 2 (dos) facturaciones sucesivas estimadas de ser bimestrales, y 3 (tres) en los casos restantes, durante 1 (un) año calendario, asimismo no podrán efectuarse más de 3 (tres) estimaciones en igual período, de ser facturaciones bimestrales y 4 (cuatro) en los casos restantes.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el 8 (ocho) por ciento de las lecturas emitidas en cada categoría.

4.3. RECLAMOS POR ERRORES DE FACTURACION

El usuario que se presente a reclamar argumentando un posible error de facturación (excluida la estimación), deberá tener resuelto su reclamo en la próxima factura emitida y el error no deberá repetirse en la próxima facturación.

Ante el requerimiento del usuario, LA DISTRIBUIDORA deberá estar en condiciones de informarle, dentro de los 15 (quince) días hábiles de presentado el reclamo, cuál ha sido la resolución con respecto al mismo.

4.4. SUSPENSION DEL SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO

LA DISTRIBUIDORA deberá comunicar fehacientemente al usuario antes de efectuar el corte del suministro de energía eléctrica, motivado por la falta de pago en término de las facturas.

Si el usuario abona las facturas más los recargos que correspondieran LA DISTRIBUIDORA deberá reestablecer la prestación del servicio público dentro de las 24 (veinticuatro) horas de haberse efectivizado el pago.

LA DISTRIBUIDORA deberá llevar un registro diario de los usuarios a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

4.5 QUEJAS

Además de facilitar los reclamos por vía telefónica o personal, LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada centro de atención comercial un 'libro de quejas', foliado y rubricado por el ENTE, donde aquel podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Las quejas que los usuarios formulen deberán ser remitidas por LA DISTRIBUIDORA al ENTE con la información ampliatoria necesaria, en los plazos y con las formalidades que se indiquen en el Reglamento de Suministro.

5. SANCIONES

5.1. INTRODUCCION

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) dispondrá la aplicación de sanciones, cuando LA DISTRIBUIDORA no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, sus anexos y la ley Nº 24065 (marco regulatorio de la generación, transporte y distribución de electricidad).

El objetivo de la aplicación de sanciones económicas es orientar las inversiones de LA DISTRIBUIDORA hacia el beneficio de los usuarios, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.

Ante los casos de incumplimiento que LA DISTRIBUIDORA considere por caso de fuerza mayor o caso fortuito, deberá realizar una presentación al ENTE solicitando que los mismos no sean motivo de sanciones.

Las multas a establecer serán en base al perjuicio que le ocasiona al usuario la contravención, y al precio promedio de venta de la energía al usuario.

5.2. CARACTER DE LAS SANCIONES

Las multas dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de LA DISTRIBUIDORA y, en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de usuarios.

LA DISTRIBUIDORA deberá abonar multas a los usuarios en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales. Una vez comprobada la infracción, el ENTE dispondrá que LA DISTRIBUIDORA abone una multa al usuario, conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deberán guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual del usuario.

El pago de la penalidad no relevará a LA DISTRIBUIDORA de eventuales reclamos por daños y perjuicios.

El valor acumulado anual de las multas no deberá superar el 20% (veinte por ciento) de la facturación anual. Si ello ocurriera, será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y autorizará al ENTE, si éste lo considera conveniente, a la caducidad del Contrato de Concesión.

5.3. PROCEDIMIENTO DE APLICACION

Complementariamente a lo dispuesto por la ley 24.065, se indican a continuación lineamientos que regirán al procedimiento de aplicación de sanciones.

Cuando el ENTE compruebe la falta de LA DISTRIBUIDORA en el cumplimiento de alguna de sus obligaciones, y a la brevedad posible, pondrá en conocimiento del hecho a LA DISTRIBUIDORA y emplazará en forma fehaciente para que en el término de 10 (diez) días hábiles presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que estime correspondan a su descargo.

Si LA DISTRIBUIDORA no respondiera o aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, el ENTE aplicará las sanciones correspondientes, y las mismas tendrán carácter de inapelable.

Si dentro del plazo antedicho, LA DISTRIBUIDORA formulara descargos u observaciones, se agregarán todos los antecedentes, y se allegarán todos los elementos de juicio que se estime conveniente, y el ENTE deberá expedirse definitivamente dentro de los 15 (quince) días hábiles subsiguientes a la presentación de los descargos u observaciones. En caso de resolución condenatoria, LA DISTRIBUIDORA, luego de hacer efectiva la multa, podrá interponer los pertinentes recursos legales.

En los casos que pudiera corresponder, LA DISTRIBUIDORA arbitrará los medios que permitan subsanar las causas que hubieran originado la o las infracciones para lo cual el ENTE fijará un plazo prudencial a fin de que se efectúen las correcciones o reparaciones necesarias. Durante ese lapso, no se reiterarán las sanciones.

5.4. VIGENCIA DE LAS SANCIONES

Todo lo indicado en el presente documento regirá a partir del inicio del mes número 13 (trece)

contado a partir de la fecha efectiva de toma de Posesión y durante los primeros 10 (diez) años de vigencia del Contrato de Concesión.

En los sucesivos quinquenios que abarcan el Contrato de Concesión, el ENTE podrá ajustar las sanciones a aplicar, teniendo en cuenta posibles modificaciones en las normas de calidad de servicio y otras normativas de aplicación.

Las modificaciones que se efectúen no deberán introducir cambios sustanciales en el carácter, procedimientos de aplicación, criterios de determinación y objetivos de las multas establecidas en el presente.

5.5. SANCIONES Y PENALIZACIONES

5.5.1. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

El ENTE aplicará sanciones y multas a LA DISTRIBUIDORA cuando esta entregue un producto con características distintas a las convenidas (nivel de tensión y perturbaciones).

Las mismas se calcularán en base al perjuicio ocasionado al usuario, de acuerdo a lo descripto en el punto 2), 2.1) y 2.2) del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE el que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobre costo por el accionar de LA DISTRIBUIDORA. El monto de estas sanciones las definirá el ENTE en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será se calcula de acuerdo a lo descripto en el punto 2) del presente documento, suponiendo que el 2% (dos por ciento) de la demanda anual se satisface con una variación de la tensión, respecto a los valores nominales, del 13% (trece por ciento), en redes subterráneas.

5.5.2. CALIDAD DE SERVICIO TECNICO

El ENTE aplicará sanciones y multas a LA DISTRIBUIDORA cuando esta preste un servicio con características técnicas distintas a las convenidas (frecuencia de las interrupciones y duración de las mismas).

Las multas por apartamientos en las condiciones pactadas, dependerán de la energía no distribuida (por causas imputables a LA DISTRIBUIDORA) mas allá de los límites acordados, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los usuarios, de acuerdo a lo descripto en el punto 3), 3.1) y 3.2) del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del servicio técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE el que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobre costo por el accionar de LA DISTRIBUIDORA. El monto de estas sanciones las definirá el ENTE en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será se calcula de acuerdo a lo descripto en el punto 3.2) del presente documento, suponiendo que todos los usuarios está sin suministro 50,4 (cincuenta coma cuatro) horas por año, sin superar la cantidad de interrupciones.

5.5.3. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

5.5.3.1. Conexiones

Por el incumplimiento de los plazos previstos (punto 4.1) del presente documento), LA DISTRIBUIDORA deberá abonar al solicitante del suministro una multa equivalente al costo de la conexión (definida en el régimen tarifario), dividido dos veces el plazo previsto (definido en el punto 4.1) del presente documento), por cada día hábil de atraso, hasta un máximo del valor de la conexión.

5.5.3.2 Facturación estimada

Para los casos en que el ENTE detecte mayor número de estimaciones que las previstas (punto 4.2) del presente documento), percibirá, de parte de LA DISTRIBUIDORA, una multa equivalente al 30% (treinta por ciento) del monto de la facturación estimada, y derivará esta multa hacia los usuarios perjudicados.

5.5.3.3. Reclamos por errores de facturación

Por incumplimiento de lo exigido en cuanto a la atención de los reclamos de los usuarios por errores en la facturación, LA DISTRIBUIDORA abonará a los usuarios damnificados una multa equivalente al 50% del monto de la facturación objeto del reclamo.

5.5.3.4. Suspensión del suministro de energía por falta de pago

Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, LA DISTRIBUIDORA abonará al usuario una multa del 20% del monto equivalente al promedio mensual de los kWh facturados en los últimos doce (12) meses, actualizados al momento de hacer efectiva la multa, por cada día o fracción excedente.

6. OTRAS OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

6.1. TRABAJOS EN LA VIA PUBLICA

Cuando LA DISTRIBUIDORA incurra en acciones o trabajos que afecten espacios públicos tales como calles y/o veredas, deberá ejecutar los mismos cumpliendo con las normas técnicas y de seguridad aplicables en cada caso, como asimismo reparar las calles y/o veredas afectadas para dejarlas en perfecto estado de uso; si no fuese el caso y merezca la denuncia de autoridades nacionales, provinciales o municipales o provoquen la denuncia fundada por parte de vecinos o usuarios, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa que éste destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente; todo esto sin perjuicio de las otras sanciones o demandas ya previstas en este Contrato de Concesión.

6.2. CONSTRUCCION, AMPLIACION U OPERACION DE INSTALACIONES

Además de las denuncias, oposiciones y sanciones que genere el no ajustarse al procedimiento establecido por la Ley N° 24.065, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa que éste destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente.

6.3. EN LA PRESTACION DEL SERVICIO

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la prestación del servicio, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.4. PELIGRO PARA LA SEGURIDAD PUBLICA

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al peligro para la seguridad pública derivada de su accionar, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.5. CONTAMINACION AMBIENTAL

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la contaminación ambiental derivada de su accionar, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.6. ACCESO DE TERCEROS A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Por incumplimiento de lo establecido en los términos de la Ley N° 24.065, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 100.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.7. PREPARACION Y ACCESO A LOS DOCUMENTOS Y LA INFORMACION

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y a la información, y en particular, por no llevar los registros exigidos en el Contrato de Concesión, no tenerlos debidamente actualizados, o no brindar la información debida o requerida por el ENTE a efectos de realizar las auditorías a cargo del mismo, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 200.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.8. COMPETENCIA DESLEAL Y ACCIONES MONOPOLICAS

Ante la realización de actos que implique competencia desleal y/o abuso de una posición dominante en el mercado, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

ANEXO 3

- Reporte de "Pinzado de Colas" en campo
- Diagrama de Tensión en una Subestación de Distribución
- Catálogo de Equipos Registradores de Tensión

COBRA PERU S.A.

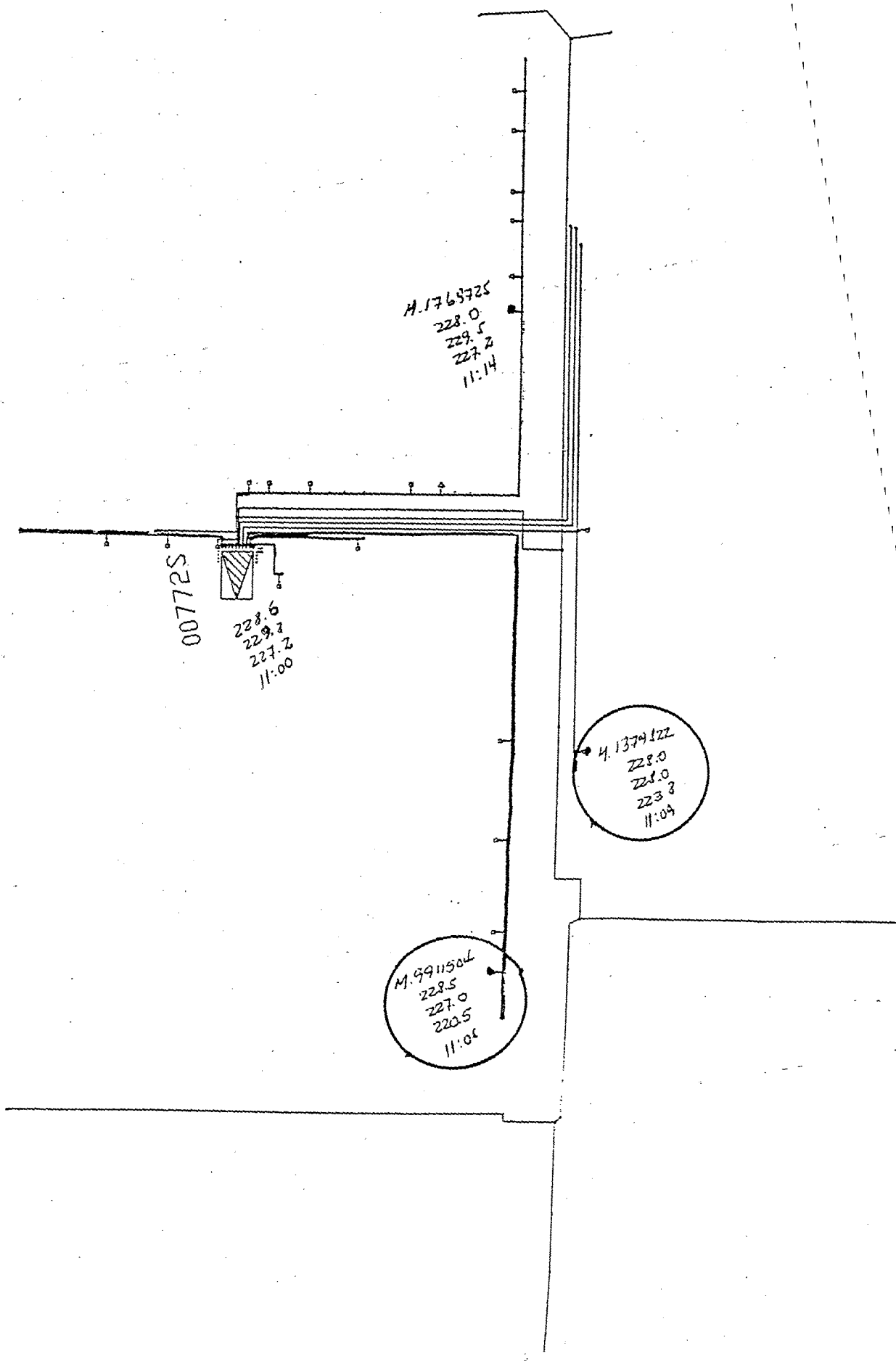
06/11/2002

REPORTE CONSOLIDADO DE MEDICIONES
INSTANTANEAS DE TENSION EN SUMINISTROS

Nº S.E.	EJECUTADO	FECHA	HORA	T-S.E.	HORA	T-min1	HORA	T-min2	DIFERENC.	PTOS.
00772S	MORAN	05/11/2002	11:00	228.5	11:05	225.3	11:09	226.8	3.2	4
02811A	MORAN	05/11/2002	20:26	222.7	19:49	217.8	19:54	218.0	4.9	3
03025A	COTERA	05/11/2002	19:58	224.3	20:05	218.4	20:13	218.5	5.9	7
06281C	MORAN	05/11/2002	19:00	225.5	19:15	214.0	19:22	208.0	17.5	6
06765C	COTERA	05/11/2002	19:00	220.0	19:10	202.3	19:17	201.2	18.8	11

TOTAL PUNTOS	31
--------------	----

00772



00772S

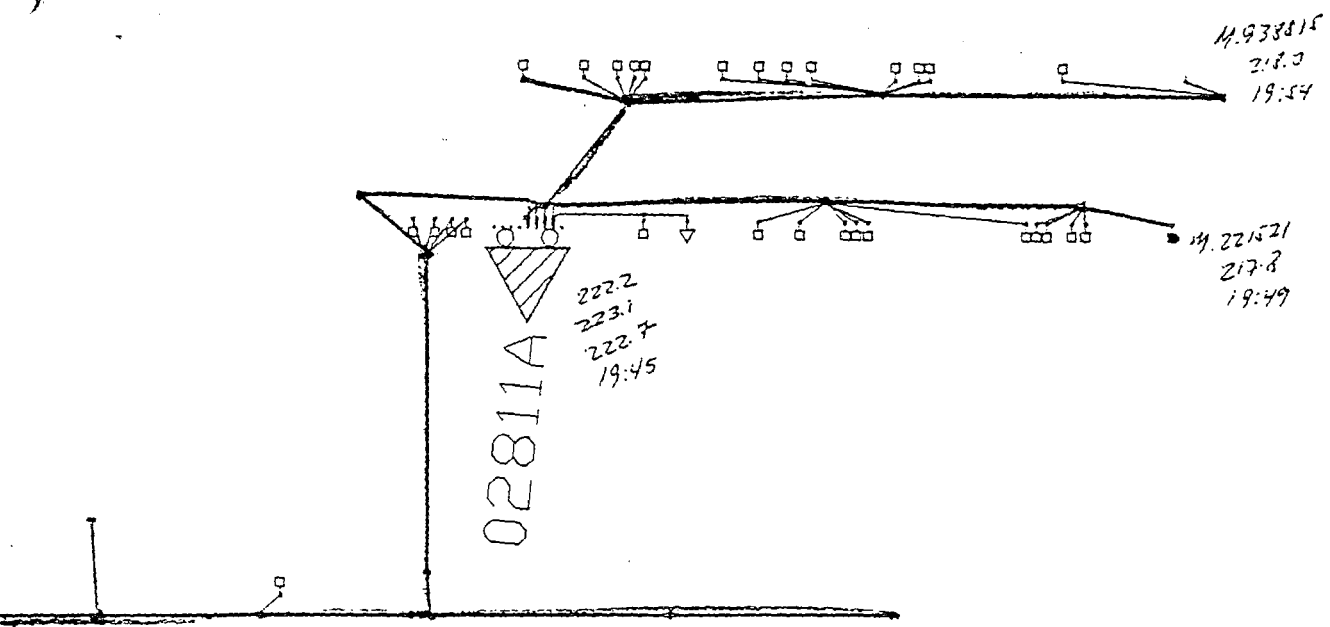
M.1765725
 228.0
 229.5
 227.2
 11:14

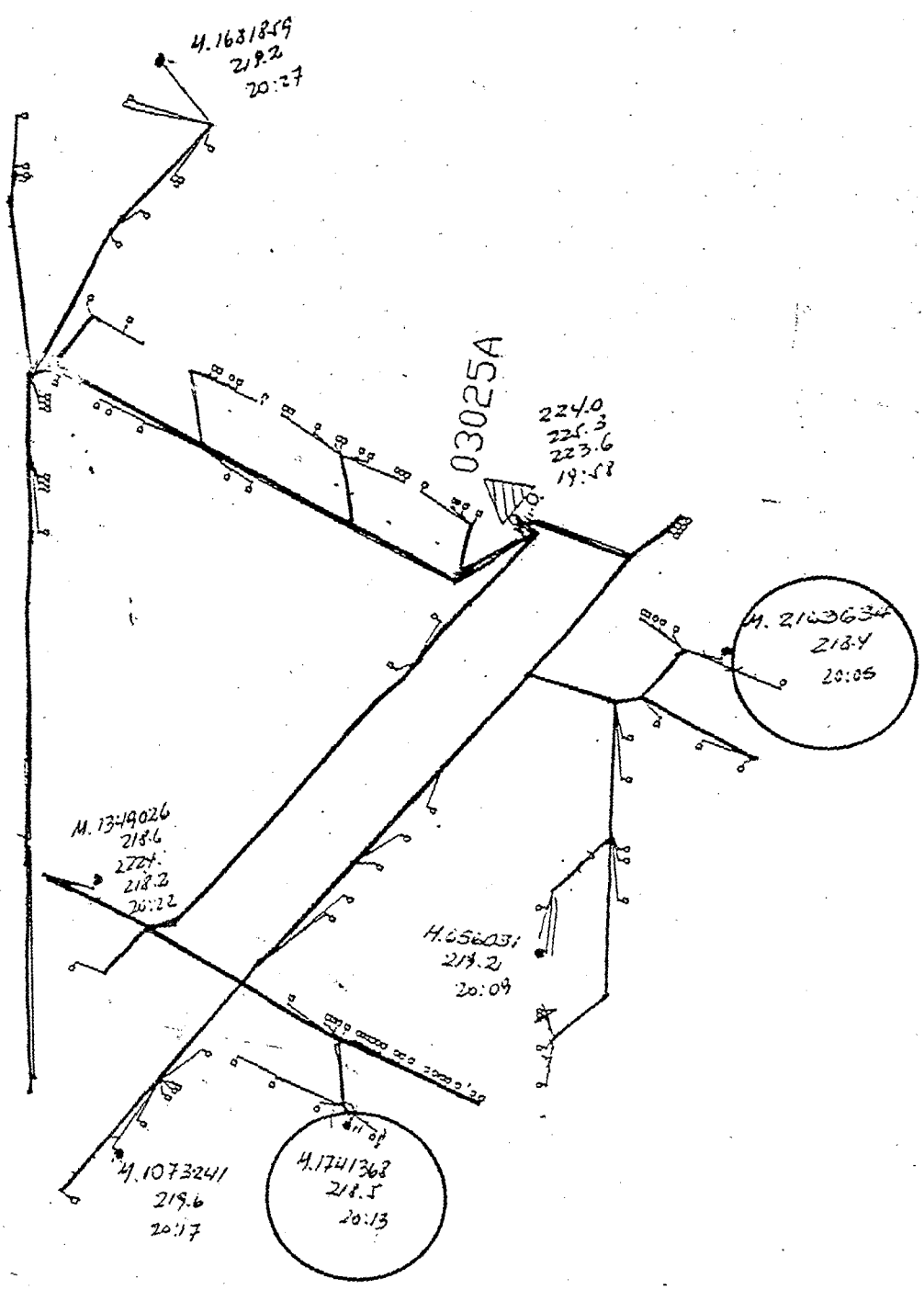
228.6
 229.3
 227.2
 11:00

4.1379122
 228.0
 228.0
 223.3
 11:09

M.9911506
 228.5
 227.0
 220.5
 11:06

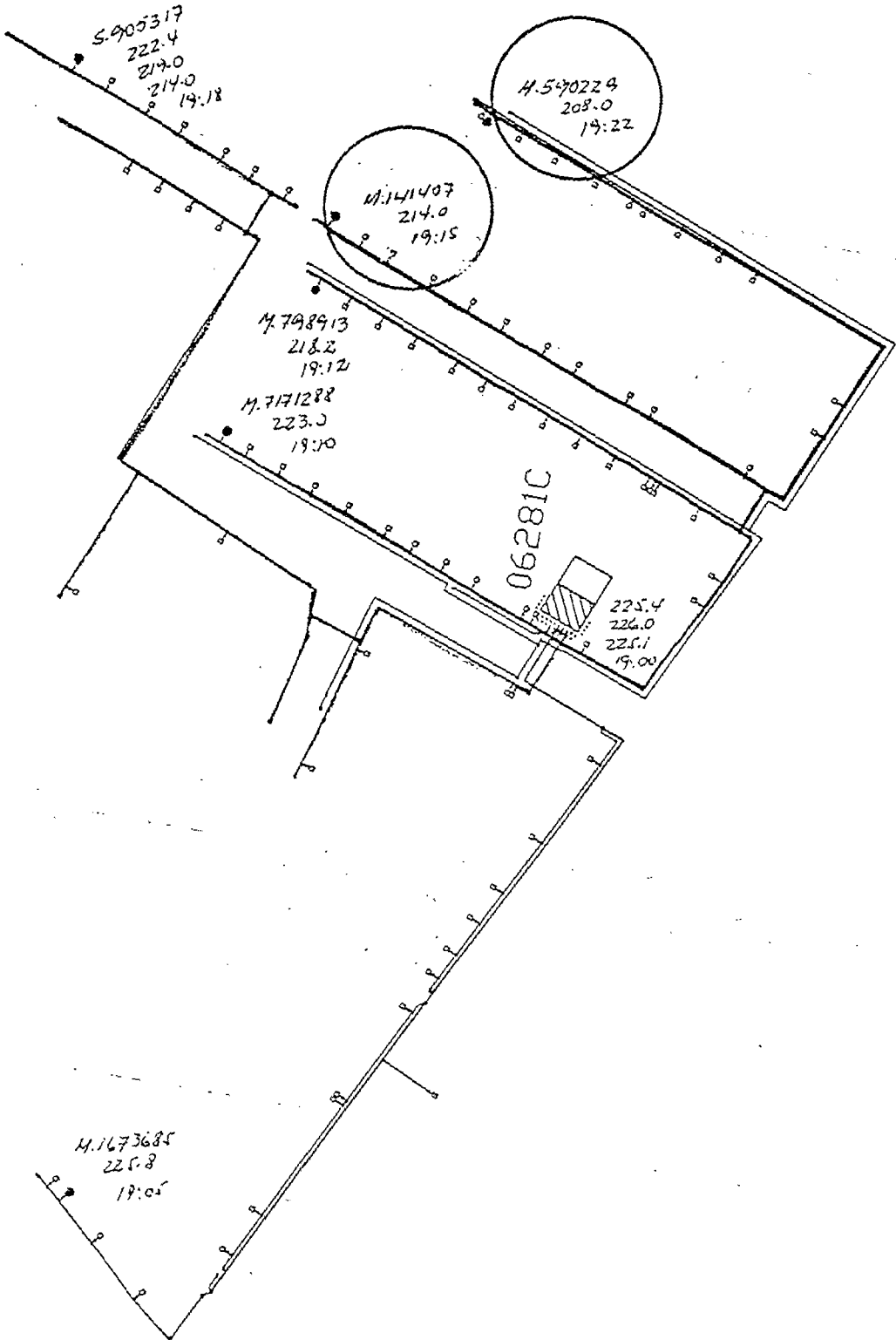
02811

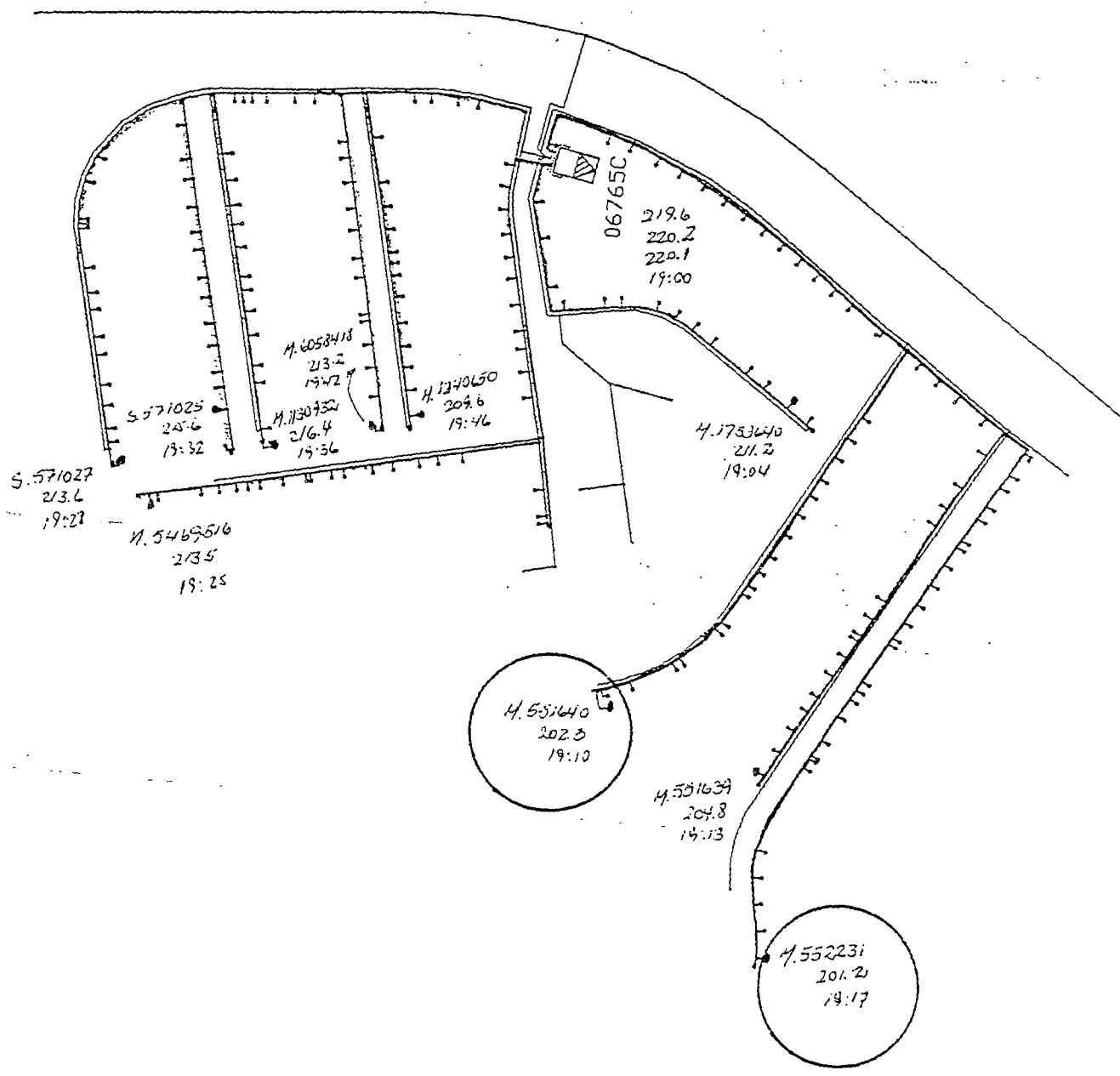




...sulle...

...12...





SED

07309C

TIPO	COMPACTA
SUBTIPO	BOVEDA
SET-ALIM	P24
FECHA DE REGISTRO	22/10/02

TRANSFORMADOR 2002

KVA NOMINAL	50
KARDEX	102-07617
MARCA	BROWN BOVERI
TENSION DE CC	4.20
AÑO FABRICACION	0
TIPO	0
DISYUNTOR MT	0
DISYUNTOR BT	0
TENSION (V)	10500..9500/230
CORRIENTE (A)	2.89/125.5
POSICION TAP	3

CABLE DE COMUNICACION

SECCION	3-1X300
DISYUNTOR	0
KARDEX	0
MARCA	0

LLEGADA TABLERO B.T.

LLAVE	0
CAPACIDAD	0
FUSIBLE	0

DATOS DE REGISTRO

TENSION (V)	MIN	MAX	219.82	232
CORRIENTE (A)	112.51			
POTENCIA (KVA)	MIN	MAX	23.4	43.5
FACTOR DE USO TRANSF.	87%			
FACTOR DE CARGA CABLE CO	24%			
TIEMPO SIN SOBRECARGA	24	HRS/DIA		
TIEMPO CON SOBRECARGA	0	HRS/DIA		

DIAGNOSTICO

TRANSFORMADOR	NORMAL
CABLE DE COMUNICACION	NORMAL

OBSERVACIONES

0

DIAGRAMA DE TENSION

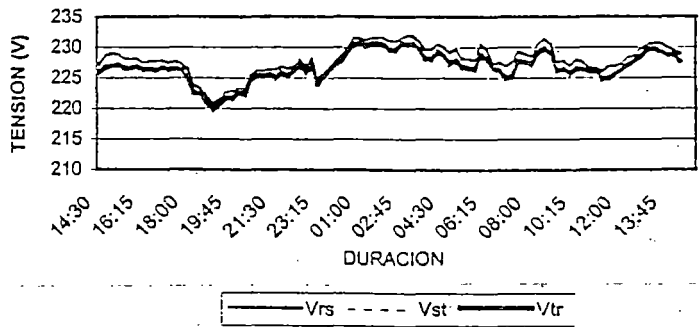


DIAGRAMA DE CARGA

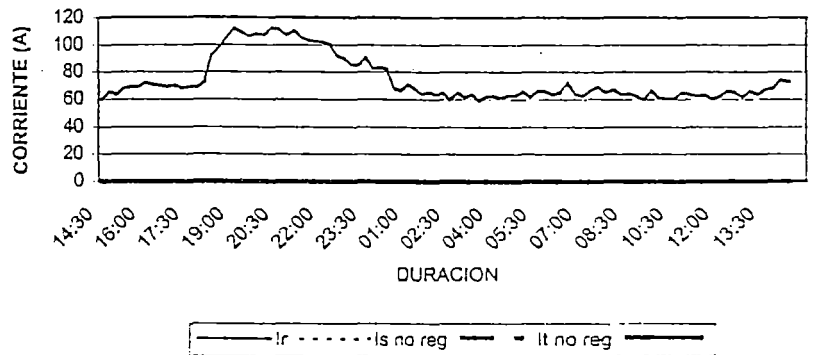
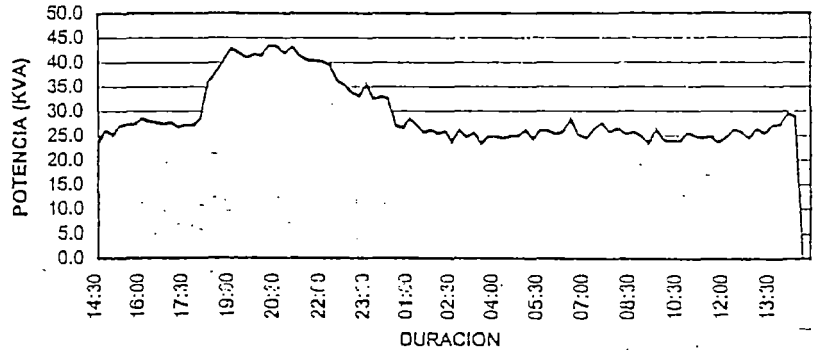
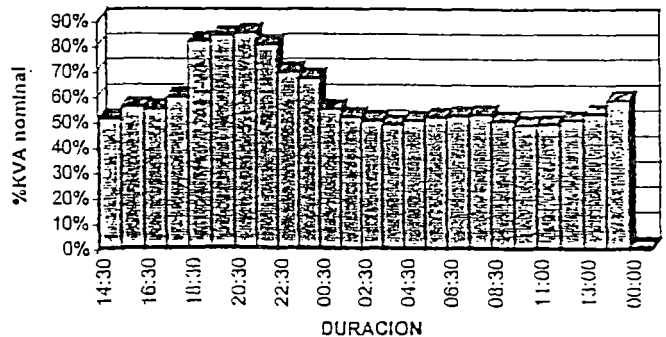


DIAGRAMA DE DEMANDA



FACTOR DE USO



SED: 04309
 TIPO: SCB
 ALIM.: P-24

FECHA Y HORA DE INSTAL: 22 10 12002 14:21
 FECHA Y HORA DE RETIRO: 23 10 12002 14:41

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES EN SERVICIO

DATOS GENERALES:

Nº DE KARDEX

102.07617		
BROWN BOVERI		

FABRICANTE

CELDA DE UBICACION

RELAC. TRANSF.	M.T.	S.T.
A ~ 3V	10125	236
	10000	236
	9875	236
	9750	236
	9625	236
B ~ 6V	10500	230
	10250	230
	10000	230
	9750	230
	9500	230
C ~ 6V	1250	236
	10000	236
	9750	236
	9500	236
D ~ 12V	10500	230
	10000	230
	9500	230

CARACTERISTICA DEL EQUIPO:

POTENCIA NOMINAL (KVA)

50		
----	--	--

DEMANDA MAXIMA (KVA)

FACTOR DE UTILIZACION

RELACION TRANSFORMACION

B		
---	--	--

NIVEL DE ACEITE

TEMPERATURA

DISYUNTOR / SECCIONADOR / FUSIBLE (A)

CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA (A)

2.89		
------	--	--

CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA (A)

125.5		
-------	--	--

TENSION DE CORTO CIRCUITO

4.2		
-----	--	--

POSICION DE TAP

3		
---	--	--

NUMERO DE TAPS

5		
---	--	--

DATOS DE LOS CABLES DE COMUNICACION:

CELDA Nº	SECCION mm2	REDUCTOR AMP.	CARGA CON PINZA (AMP)		
			VERDE (R)	BLANCA (S)	ROJA (T)
	3-1x300	750/s	26	27	28

TENSION ENTRE FASES (Transformador):

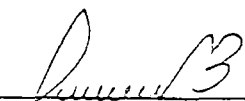
RS: 228	RT: 229	ST: 228
---------	---------	---------

TENSION ENTRE FASES (Tablero de Distribucion):

RS: 228	RT: 229	ST: 228
---------	---------	---------

EQUIPO: ED 220035 PINZAS: $I_R = I_{TOTAL DE S.C}$

OBSERVACIONES:


 NOMBRE Y FIRMA
 RESPONSABLE CONTRATISTA
 LUIS BARZOLA

NOMBRE Y FIRMA
 RESPONSABLE EDELNOR

DATOS DE LOS ALIMENTADORES SERVICIO PARTICULAR

Nº	SECCIONADOR		FUSIBLE		SECCION (mm ²)	CARGA CON PINZA (AMP.)		
	CAPACIDAD	TIPO	CAPACIDAD	TIPO		VERDE (R)	BLANCA (S)	ROJA (T)
1	100	TH						
2	100	TH	100	NH	3-1x10			
3	100	TH	100	NH	3-1x10			
4	100	TH						
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								

DATOS DE LOS ALIMENTADORES DE ALUMBRADO PÚBLICO

Nº	SECCIONADOR		FUSIBLE		SECCION (mm ²)	CARGA CON PINZA (AMP.)		
	CAPACIDAD	TIPO	CAPACIDAD	TIPO		VERDE (R)	BLANCA (S)	ROJA (T)
1	100	TH	100	NH	3-1x35			
2								
3								
4								
5								
6								
7								

Contactor:

Capacidad	Reductor
20	

Suministro	Nº Medidor
	650035

SERVACIONES: _____



Technical specification of the three phase Voltage Disturbance Analyzer MEMOBOX 300

The MEMOBOX 300 monitors over a period of at least one month the voltage variation, total harmonic distortion THD and flicker on the low and middle voltage power network.

The technical characteristic of the instrument are the following:

Nominal voltage	Range for Y: 69 / 138 / 277 VAC – Autorange Class 0,1 Range for Δ: 120 / 240 / 480 VAC – Autorange Class 0,1 Max. admissible input voltage $1.2 U_i$
Temperature / Humidity	-10 ... 55° C / 10...100% rel.
Housing	For outdoor installation IP65
Voltage measurement	Mean value: RMS value integrated over the interval length
Harmonic measurement	Total harmonic distortion THD up the 40 th.
Flicker measurement	Flicker level Pst and Pit
Accuracy of the monitor	Voltage Class 0.1 Harmonic Class B according to IEC 1000-4-7 Flicker according to IEC 1000-4-15
Programmable interval length	1, 5, 10, 15, 60 minutes
Memory capacity	3000 x interval length that means 30 days with 15 min Interval the memory is configurable for linear or circular monitoring. The memory is protected to retain the data for a period longer than 50 days without power supply.
Communication	Interface RS 232, 3 wires communication
Weight of the instrument	1.5 kg
Dimension	282 mm x 216 x 74

The MEMOBOX 300 is delivered with the application software CODAM 300 to program the monitor, down load the data from the monitor and transfer the data to an ASCII- file format.

MEMOBOX 300

El analizador MEMOBOX 300 es un Analizador de Redes para el monitoreo de la calidad de Tensión, investigación de perturbaciones y optimización de Redes en Baja y Media Tensión. Existen tres diferentes modelos para cubrir los requerimientos de los usuarios.

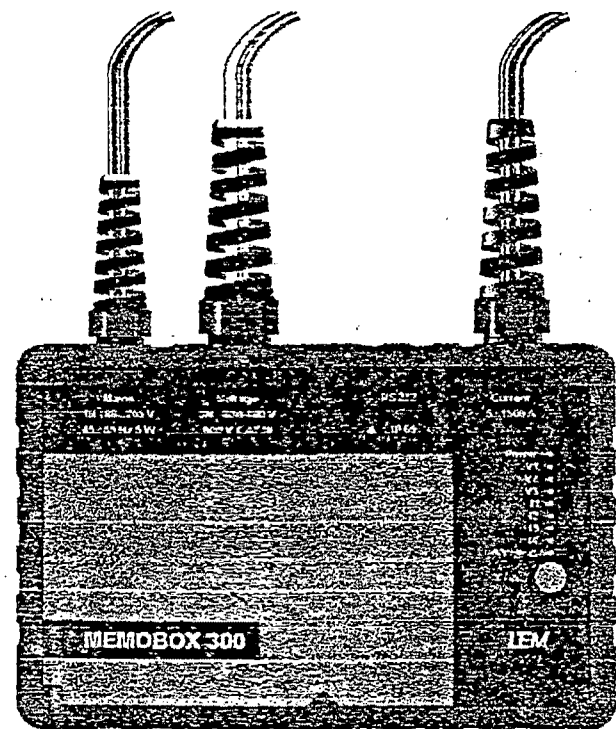
Tensión monofasica

Tensión trifasica

Tensión trifasica y Potencia

Tabla de funciones de medición

Parametros medidos	Parametros disponibles		
	Mono-fasico	Trifasico	Trifasico +Potencia
Voltage (promedio-, max. y min.)	•	•	•
Current L1, L2, L3(promedio-, max.)			•
Current Neutral (promedio-, max. y min.)			Opción
Events (Dips, swells, interruptions)		•	•
Power (P, P , Q, S, promedio-, max. y min.), Power Factor PF			•
Potencia trifasica (P, P , Q, S, promedio-, max. y min.), Power Factor PF			•
Energia			•
Flicker (Pst, Plt)	Opción	Opción	Opción
THD Tensión	Opción	Opción	Opción
THD Corriente			Opción
Frecuencia	Opción	Opción	Opción



MEMOBOX 300 Tensión trifasica

Parametros de medición

Tensión L1, L2, L3: Fase - Fase o Fase - Neutro

- Tensión (promedio-, max. y min.)
- THD Tensión
- Flicker Pst, Plt
- Frecuencia
- Eventos (Caídas, Incrementos, Interrupciones)

Aplicación

Análisis calidad de producto

- Registro durante mas de 30 días con intervalos de 15 Min.
- Analisis y registro de la Calidad de Tensión

Investigación de perturbaciones

- Investigación de variaciones lentas de Tensión
- Caídas e interrupciones capturando hasta por 0.5 ciclos
- Investigación de armónicas
- Analisis de Flicker

Optimización de redes

- Monitoreo de perfiles de carga

MEMOBOX 300 Tensión trifasica y Potencia

Parametros de medición

Tensión L1, L2, L3: Fase-Fase o Fase-Neutro

- Tensión (promedio-, max. y min.)
- THD Tensión (promedio y max.)
- Flicker Pst, Plt
- Eventos (Caídas, Incrementos, Interrupciones)

Corriente L1, L2, L3 y Neutro

- Corriente (promedio y max.)
- TDD Corriente

Potencias

- Potencia activa P (promedio-, max. y min.)
- Valor absoluto de Potencia activa |P| (promedio-, max. y min.)
- Potencia reactiva Q (promedio-, max. y min.)
- Potencia aparente S (promedio-, max. y min.)
- Factor de Potencia PF, Tangents
- Energia durante período de medición

Potencia trifasica

- Potencia trifasica P, |P|, Q, S
- 2- y 3 Watímetros (metodo conexión Aron)

Aplicación

Medición potencia

- Analisis y registro de perfiles de carga
- Investigación de desbalance en carga
- Analisis y registro del Factor de Potencia

Investigación de Perturbaciones

- Monitoreo de Caídas Tensión y Interrupciones
- Analisis de Flicker

Optimización de Redes

- Current measurement with flexible sensor LEM-flex 5 - 1500A.
- Load profile analysis
- Analysis of a new power user connection
- Setting of capacitor bank

MEMOBOX 300 Tensión monofasica

Parámetros de medición

Todos los parámetros: Fase-Fase o Fase-Neutro

Tensión L1-L2, o L1-Neutro

- Tensión (Mean-, Max- and Min-Value)
- Eventos (Interrupción)

Aplicación

Investigación de calidad de Tensión

- Registro y análisis de variaciones de Tensión
- Monitoreo de interrupciones

Software CODAM 300

El programa CODAM 300 (PC, Windows 95/98/NT) es el programa de aplicación para programar y lectura de los datos medidos por el MEMOBOX 300. Los valores también son disponible en formato ASCII.

Programar el MEMOBOX 300

- Longitud intervalo
- Relación del transformador de medida con corrección del ángulo eléctrico de los sensores de Tensión y Corriente.

Ajustes

- Reloj interno tiempo real

Análisis

- Data-export en formato ASCII
- Reporte y tablas imprimidos

Actualizaciones por Software

Calibración digitalizado

Claves para todas las funciones

Datos técnicos del MEMOBOX 300

Generalidades

Power supply

Range 88 - 265 V AC, 50 Hz / 60 Hz
Fuse: 125 mA T
From measuring line: parallel connection from voltage input

Power consumption: 16 VA

Voltage input

Selection of the voltage range U_i
Range for Y: 69/138/277 VAC - Autorango Clase 0,1
Range for Δ : 120/240/480 VAC - Autorango Clase 0,1
Max. admissible input voltage 1.2 U_i
Connection: Ph-Ph or Ph-N, 1 resp. 3phasig,
Impedancia de entrada: >10 MOhm

Entrada de Corriente

Range Portable version
3-phasig Power: LEM-flex 5...1500A

Rango version
montaje permanente

1 ... 5A Corrient nominal, Clase 0,5

Transformador de Corriente

Relación transformador $\leq 999 \text{ kA} / \leq I_i$
Selección de la relación: durante programación
Conexión: 3 Fases encima **Neutro**
2 Fases L1 y L3 (Aron)

Medición

Convertidor A/D: 16 Bit
Frecuencia de muestreo: 10,24 kHz
Filtro Anti-Aliasing: FIR-filtro, $t_s = 4,65 \text{ kHz}$
Intervalos: 1, 5, 10, 15 o 60 Minutos
Base de Tiempo: resolución: 10 ms,
desviación: 20 $\mu\text{s/s}$ a 22° C
Condiciones referenciales: 22° C +/- 2° C, 230 V / 50 Hz
sentido de Fase horario

Capacidad de Memoria:

1 MB Flash-Eprom opcional hasta 4MB

Interfase:

RS 232 (3 conductores)

Velocidad transmisión:

2400 ... 115 kBaud,
selección automática, comunicación

Condiciones ambientales

Temperatura de operación: -10 ... 55° C
Humedad relativa: 10...100% rel.

Caja:

Caja robusta, compacta en material sintético (opcional con protector antiimpacto de jete), IP65

Dimensiones:

282 mm x 216 mm x 74 mm

Peso:

1,5 kg

Estandar:

IEC 61010-1

Seguridad:

Voltaje nominal: 600 V AC RMS fase a tierra

Sobrevoltaje categoría III
(5,2kV RMS, 50/60 Hz, 5s),
Aislamiento doble
Protección polvo grado 2

EMC:

Emisión: EN 50081-1 commercial

Inmunidad:

EN 50082-2 industrial

Protección:

IEC529: IP65

Funciones de medición

Periodo

Capacidad de memoria: 3000 x intervalos, p.ej.
30 días con intervalo 15 min.

Configuración memoria:

linear/circular

Eventos

Cantidad de eventos: 1000
Configuración memoria: linear/circular

Variaciones de Tensión

Precisión: clase 0,1
Valor de medición promedio: Valor promedio: RMS integrado durante el intervalo a través de filtro con tiempo respuesta de 45 s.

Valor Max. por intervalo

Valor RMS no mayor al 95% del tiempo.

Valor Min. por intervalo

Valor RMS mayor al 5% del tiempo.

Caídas e incrementos (Eventos) como también interrupciones

Valor límite: programable,
límite inferior: 0 - 95% U_N

limite superior: 105 - 120% U_N
programmable en CODAM 300
Rango admisible: 0 ... $U_1 + 20\%$
Valor medido: valor RMS 0.5 ciclo
Precisión: $< 2\%$ of U_1
Tiempo de respuesta: 8.3 ms ($\frac{1}{2}$ periodo)
Corriente:
Precisión: Clase 0,5 (instrumento para montaje
permanente)
Valor medido: Valor promedio: valor RMS integrado
durante el intervalo.
Valor max. por intervalo Valor RMS durante 95% del periodo
monitoreado.

Función trifásico

Precisión:
Tensión armónica: acorde a la norma IEC-1000-4-7, Clase
B,
 $U_M \geq 3\% U_1$: $< 5\%$ del valor medido U_M .

Network Performance Analyser

MEMOBOX 300 *smart*

The MEMOBOX 300 *smart* is the universal tool for network performance analysis, disturbance investigation and network optimisation on low and medium voltage power networks. With application oriented measuring functions MEMOBOX 300 *smart* always measures the most relevant parameters for the actual application. Concerning the measuring functions there are two instrument versions available:

- Q: Voltage quality analysis and locating of disturbances
- P: Power measurement and network optimisation

Three different hardware versions are available to meet all customer requirements:

- Three phase voltage (3U)
- Three phase voltage, current, power (3U 3I)
- Three phase voltage, current, neutral current, power (3U 4I)

All versions are available for 50 Hz or 60 Hz systems.

Measuring functions						
Version	3U	3U 3I	3U 4I	3U	3U 3I	3U 4I
Measuring function	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Voltage mean, Mean-, Min-, Max-value	L1, L2, L3	L1, L2, L3	L1, L2, L3	L1, L2, L3	L1, L2, L3	L1, L2, L3
Current mean, max		L1, L2, L3	L1, L2, L3		L1, L2, L3	L1, L2, L3
Current N						
Events	•	•	•	•	•	•
Power P, PPI, Q, S, PF		•	•		•	•
Power total P, PPI, Q, S, PF		•	•		•	•
Energy		•	•		•	•
Flicker (Pst, Pst)	•	•	•	•	•	•
Harmonics U				•	•	•
Interarm.				•	•	•
THDU	•	•	•	•	•	•
THDI		•	•		•	•
CF current					•	•
Unbalance				•	•	•
Frequency				•	•	•

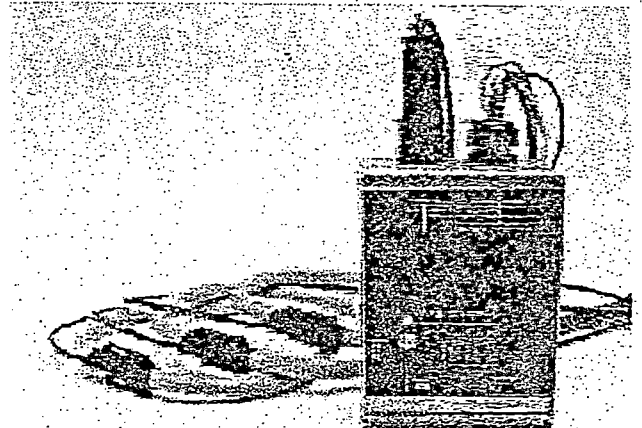
Max. number of intervals MEMOBOX 300 smart version P

Version	3U	3U-3I, 3U-4I
Intervals	>30.000	>10.000

Version Q

All versions: >10.000 intervals

The maximum recording period can be calculated by multiplying the interval time defined in CODAM BASIC/PLUS with the maximum number of intervals from table.



General Data

Intrinsic error:	Refers to the reference conditions and is guaranteed for two years
Quality system:	developed, designed, and manufactured according to DIN ISO 9001
Reference conditions:	23°C ± 2K, Um = 230 V ± 10%, 50 Hz ± 0.1 Hz or 60 Hz ± 0.1 Hz phase sequence L1, L2, L3, interval length: 10 minutes Star connection Power supply: 85 ... 255 V AC
Environment conditions	
Working temperature range:	-10°C... +55°C
Operating temp. range:	0°C... +35°C
Storage temperature range:	-20°C... +60°C
Reference temp. range:	23°C ± 2K
Relative humidity:	10...80 %, no dewing
Housing:	robust, compact housing made of CYCOLOY, colour: camione 320
Protection:	IP65 as per EN 60529
Safety:	IEC/EN 61010-1 500 V CAT III, 300 V CAT IV, pollution degree 2, double insulation
Test voltage:	5.2 kV RMS, 50 Hz / 50 Hz, 5 s
EMC:	
Emission:	EN 50081-1 (commercial)
Immunity:	EN 50082-2 (industrial)

LEM

Power Supply: 88...400 V AC, 50 Hz / 60 Hz
 Functional range: fuse: 630 mA T, can be replaced in service facility only.
 Safety: IEC/EN 61010-1 300 V CAT IV pollution degree 2, double insulation
 Supply can be in parallel to measuring input
 Via test leads:
 Power consumption: max. 7 VA
 Memory capacity: 4 MB Flash-EPPROM
 Intervals: >10.000 intervals, >70 days with 10 min intervals
 Events: >13.000
 Memory model: linear, circular
 Interface: RS 232, 9600...115 000 Baud, automatic Baud rate selection, 3-wire communication
 Dimensions: 170 mm x 125 mm x 55 mm
 Weight: appr. 1.1 kg without accessories
 Measurements:
 A/D converter: 16 bit
 Sampling frequency: 10.24 kHz
 Anti-aliasing filter: FIR-Filter, $f_c = 4.9$ kHz
 Frequency response: Error < 1 % of $U_N = 230$ V for 40 Hz...2500 Hz
 Interval length: 5, 10, 30 s, 1, 5, 10, 15, 60 minutes
 Averaging time for Min/max values: $\frac{1}{2}$, 1 mains period, 200 ms, 1 s, 3 s, 5 s, 10 s, 30 s, 45 s
 Time base: resolution: 10 ms (at 50 Hz), deviation: 20 μ s/s at 23°C

Inputs

Voltage
 Input range U_i P-N: 115 V / 230 V / 480 V AC
 Input range U_i P-P: 200 V / 400 V / 830 V AC
 Max. overload voltage: 1.2 U_i
 Input range selection: by job programming
 Connections: P-P or P-N, 1- or 3-phase
 Nominal voltage U_N : ≤ 999 kV
 Input resistance: 4.7 M Ω per channel, P-N: 1 M Ω
 Intrinsic error: 0.1 %
 Voltage transformer: ratio: <999 kV / U_i
Current input with LEM-flex
 Input ranges I_i
 L1, L2, L3, N: 15 A / 150 A / 1500 A AC
 Measuring range: 0,75 A ... 1500 A AC
 Intrinsic error: <2 % of I_i
 Position influence: max. $\pm 2\%$ of m.v. - for distance conductor to meas. head >30 mm
 Stray field influence: < ± 2 A AC for $I_{ext} = 500$ A AC and distance to measuring head >200 mm
 Temperature coefficient: < 0.05 % / °C
 Transformer ratio: ≤ 999 kA / I_i
 Ratio selection: by job programming
 Connection: 3-phase, 3-phase+N
 2-phase L1, L3 (2W-meter-method)

Current clamp input (instrument without sensors)

Input ranges I_i
 L1, L2, L3, N: 0.5V nominal, 1.4 Vpeak
 Intrinsic error: <0.3 % of I_i
 Overload capacity: 10 V AC max.
 Input resistance: appr. 8.2 k Ω
 Transformer ratio: ≤ 999 kA / I_i
 Connections: 7-pole plug
 3-phase, 3-phase and Neutral
 2-phase L1, L3. (2W-meter-method)

Specification for all versions

RMS measurements

Slow voltage variations
 Measuring values: Mean-value: RMS values averaged over interval length
 Averaging time 0.5 periods to 45 s
 Min-, Max-values: Averaging with selectable
 Max. 10ms r.m.s. value per interval
 Min. 10ms r.m.s. value per interval
 Max-value:
 Min-value:
Current
 Measuring values:
 Mean-value: RMS values integrated over interval length
 Max-value: Highest RMS value per interval

Events

Dips, swells, interruptions
 Limit value: variable,
 lower limit: 0...95 % U_N
 upper limit: 105...120 % U_N
 set in CODAM BASIC/PLUS
 Range: 0... U_i + 20 %
 Measuring value: $\frac{1}{2}$ period RMS value
 Intrinsic error: < 2 % of U_i
 Response time: $\frac{1}{2}$ mains period

Flicker

Measuring value: Flicker level (P_{st} / P_{st}) according to IEC 61000-4-15
 Intrinsic error P_{st} : < 5 % of m.v.
 Measuring range P_{st} : 0.4 ... 4

Power (P-versions only)

P, Q, S, |P|
 Active power P: as per EN 61036, class 2
 Reactive power Q: as per EN 61268, class 2
 Mean-value: averaged over interval length
 Max-value: highest value per interval
 Min-value: smallest value per interval
 Phase error: < 0.3 degrees
 Conditions: conductor centered within LEM-flex

Harmonics

Harmonics (Q-version) as per EN 61000-4-7, class B
 Intrinsic error: for $U_m < 3\% U_N$: < 0.15% U_N
 for $U_m \geq 3\% U_N$: < 5% U_m
THD U (Q-version)
 Intrinsic error: for THD < 3%: < 0.15% at U_N
 for THD $\geq 3\%$: < 5% at U_N
THD U (P-version)
 Intrinsic error: for THD < 3%: < 1% at U_N
 for THD $\geq 3\%$: < 5% at U_N
THD I (P-version)
 Intrinsic error: for THD < 3%: < 2% at I_N
 for THD $\geq 3\%$: < 5% at I_N

Analysis of measurement data

Programming and analysis with PC software CODAM PLUS.

Version 3 phase (3U)

Measuring values

Voltage L1, L2, L3: phase-phase or phase-neutral
 • Voltage (Mean-, Min-, Max- value)
 • THD U (Mean-, Max-value)
 • Flicker P_{st} , P
 • Frequency (Q only)
 • Voltage events (dips, swells, interruptions)

Quality assurance

- Analysis of voltage quality over >70 days (10 min intervals)
- Analysis of voltage variations

Disturbance analysis

- Long-term analysis of mains voltage
- Detection of voltage dips
- Investigation of harmonics problems
- Flicker measurements
- Specific search for disturbances by correlation of relevant parameters (flicker, voltage, current peaks)

Network optimization

- Load profile analysis

Version 3-phase power (3U 3I, 3U 4I)

Measured values

Voltage L1, L2, L3: Phase to Phase

- Voltage (Mean-, Min-, Max-value)
- THD U (Mean-, Max-value)
- Flicker P_{st}, P_{It}
- Voltage events (dips, swells, interruptions)

Current L1, L2, L3 and N (for 3U 4I only)

- Current (Mean-, Max-value)
- THD current

Power

- Active power P (Mean-, Min-, Max-value)
- Absolute active power (Mean-, Min-, Max-value)
- Reactive power Q (Mean-, Min-, Max-value)
- Apparent power S (Mean-, Min-, Max-value)
- Power factor PF, tangent
- Energy (per averaging interval)

Total power

- Total power P, |P|, Q, S
- 3-watt-meter or 2-watt-meter circuit (Aron circuit)

Applications

Power measurements

- Long-term evaluations of active, reactive, apparent power versus time
- Monitoring of load balance
- Long-term monitoring of power factor PF

Disturbance analysis

- Analysis of voltage dips
- Flicker measurements
- Systematical search for disturbances by correlation of relevant parameters (flicker, voltage, current peaks) with respect to occurrence and period

Network optimization

- Current measurement with LEM-flex 5...1500 A
- Measurement of current peaks
- Load profile analysis
- Analysis of new power user connections
- Setting of compensation equipment

MEASUREMENT FUNCTION Q – EN50160

Measurement values

All parameters of voltage quality according to EN 50160
Voltage L1, L2, L3: Phase to Phase or Phase to Neutral

- Voltage (Mean-, Max-, Min-value)
- Voltage Harmonics 1st – 40th order
- THD U
- Interharmonics 5-2500 Hz (in steps of 0.5Hz)
- Flicker P_{st}, P_{It}
- Unbalance
- Signaling voltages
- Frequency
- Voltage events (dips, swells, interruptions)

Current L1, L2, L3 and N

- Current (Mean-, Max-Value)
- Crest factor and peak values of the currents

Applications

Quality assurance

- Voltage quality analysis according to EN 50160 over a 1-week period
- Examination of measurement quantities as per standards

Disturbance analysis

- Long-term analysis of mains voltage
- Examination of voltage dips and harmonic problems
- Flicker measurement
- Examination of ripple control signals (level)
- Specific search for disturbances through correlation of relevant measurement quantities: (e.g: current, voltage, and flicker) considering the time of occurrence and their periodicity.

Network optimisation

- Load measurements
- Current measurement (with flexible sensors LEM-flex 5 - 1500A)
- Capture of current peaks

MEASUREMENT FUNCTION P

Measurement values

Voltage L1, L2, L3: Phase to Phase or Phase to Neutral

- Voltage (Mean-, Min- and Max-values)
- THD U (Mean- and Max-values)
- Flicker P_{st}, P_{It}
- Voltage events (dips, swells, interruptions)

Current L1, L2, L3 and N

- Current (Mean-, Max-value), THD current
- Power
- Active power P (Mean-, Min- and Max-values)
- Absolute values Active power |P| (Mean-, Min- and Max-values)
- Reactive power Q (Mean-, Min- and Max-values)
- Apparent Power S (Mean-, Min- and Max-values)
- Power Factor PF, tangent
- Energy per averaging interval

Total power

- Total power P, |P|, Q, S
- 3-wattmeter and 2-wattmeter method (Aron circuit)

Application

Power measurement

- Long-term analysis of active, reactive and apparent power
- Long-term analysis of power factor, symmetry

Disturbance analysis

- Examination of voltage dips, flicker measurement

Network optimisation

- Load measurements, acceptance of new loads
- Adjustment of compensation systems

Software CODAM PLUS

for PCs with Windows® 95/98/ME/NT/2000/XP: is an application software for programming jobs and read out the data of the MEMOBOX 300 *SMART*. The data are also available in ASCII format.

Program the measuring instruments (job)

- Interval length
- Memory model
- Voltage input range, nominal voltage, nominal current
- Response time for Min- Max-values
- Connection type (P-N, P-P)
- Thresholds for event detection, interruptions

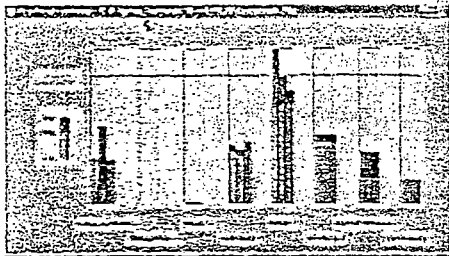
Setup

- Internal clock (date/time)
- Define MEMOBOX 300 *SMART* designation
- Parameters for data export
- Software-Updates

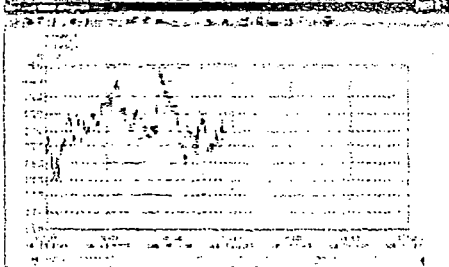
Analysis

- ASCII data export
- Graphical summary of all EN50160 parameters
- ONLINE TEST function

Graphical overview:



ONLINE test

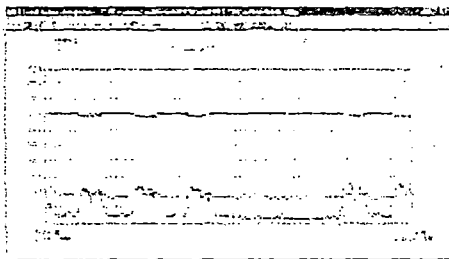


Special presentations

for precise evaluation of stored measuring values:

- Graphical representation of measured data
- Level time diagrams
- Application oriented analysis
- Measurement value list
- Table of events (UNIPEDD DISDIP table)
- Table summary
- Cumulative frequency, harmonics (version Q only)
- Statistical values (version Q only)
- All exceedings table (version Q only)
- Most critical values (version Q only)

Level time diagram



UNIPEDD DISDIP table for events

Time	Value	Event
00:00:00	0.00	Start
00:00:01	1.23	Event 1
00:00:02	0.56	Event 2
00:00:03	2.10	Event 3
00:00:04	0.89	Event 4
00:00:05	1.45	Event 5
00:00:06	0.34	Event 6
00:00:07	1.78	Event 7
00:00:08	0.67	Event 8
00:00:09	1.01	Event 9
00:00:10	0.23	Event 10

Order reference	
Network Performance Analyser	
MEMOBOX 300 smart (3 U)	EP0461Z
Three phase voltage measurements, function P	
MEMOBOX 300 smart (3U + 3I, P)	EP0462Z
three phase voltages, currents, power measuring function P	
MEMOBOX 300 smart (3U + 4I, P)	EP0464Z
three phase voltages, currents, N-current, power measuring function P	
MEMOBOX 300 smart (3U Q, EN50160)	EP0491Z
three phase voltages, measuring function Q	
MEMOBOX 300 smart (3U + 3I, Q, EN50160)	EP0492Z
three phase voltages, currents measuring function Q	
MEMOBOX 300 smart (3U + 4I, Q, EN50160)	EP0494Z
three phase voltages, currents, N-current, measuring function Q	

Accessories

LEM-flex 1500A, 3-phase, 2m cable	EP0403A
LEM-flex 1500A, 4-phase, 2m cable	EP0404A
LEM-flex 1500A, 3-phase, 4m cable	EP0403Z
LEM-flex 1500A, 4-phase, 4m cable	EP0404Z
Clamp set 5A, 3-phase	EP0450A
Clamp set 5A, 4-phase	EP0451A
Dolphin clip blue	EP0325Z
Dolphin clip red	EP0326Z
Dolphin clip black	EP0327Z
Safety adapter	EP0345A
Mounting kit for pylons	EP0340A, Z
Carving bag	EP0350A

Distributor:



www.lem.com

LEM NORMA GmbH
Export department
Liedermannstraße 101
CAMPUS 21
A-2345 BRUNN AM GEBIRGE
TEL: +43(0)2226 691 502
FAX: +43(0)2226 691 400
E-mail: lna@lem.com

GREAT BRITAIN & IRELAND
LEM UK
Geneva Court
7 Parkem Place
West Pimco
Eskersdale, Lancashire WN8 9XJ
TEL: +44(0)1 695 72 07 77
FAX: +44(0)1 695 50 704
E-mail:uk@lem.com

NAFTA
LEM Instruments Inc.
23822 Hawthorne Boulevard #100
JES-TORRANCE, CA 90505
TEL: +1 210 373 09 66
FAX: +1 210 373 90 58
E-mail:na@lem.com

BELGIUM & LUXEMBOURG
LEM Belgique
Route de Petit-Poelle, 95
B-7080 BRAINE-L'ÉCOMTE
TEL: +32(0)67 55 01 14
FAX: +32(0)67 55 01 18
E-mail:bel@lem.com

Printed in Germany
Service modifications reserved
P.O. BOX 422118

LEM Instruments AG
Carmine Park, 37100, 502
San Diego, CA 92117, USA
TEL: +1 619 444 5553
FAX: +1 619 422 0202
E-mail: us@lem.com

ANEXO 4

- Cronograma de Mediciones por NTCSE de Diciembre del 2002
- Manual del Módulo de Tensión
- Copia del Informe remitido al ente regulador (OSINERG) de Diciembre del 2002

CRONOGRAMA DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSION -BT				CRONOGRAMA DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO									
FECHA	NOMBRE ZONA	TENSION	TIPO PUNTO	NUMERO SUMA	OPC TARC	TIP SER	TIP SUM	NOMBRE/ RAZON SOCIAL/ USUARIO	DIRECCION DEL PUNTO LOCALIDAD, USUARIO	CODIGO ALIN	CODIGO SER	TELEF. USUA	FECHA TENT
12/12/2002	EDN1	220	B	1000671	BTS B	U	M	BAZAN ERASMO	A.H.S. JUAN P. JOE		04186A		12/12/2002
10/12/2002	EDN1	220	B	100164	BTS B	U	M	GRUTA VIRGEN DEL ROS	FTE. MZ. S. LT. 28 CH05		02703A		10/12/2002
09/12/2002	EDN1	220	B	1005900	BTS B	U	M	IKO DE LA YVDA DEL P	TERRAZAS CAN CCR9		04602A		09/12/2002
03/12/2002	EDN1	220	B	1009375	BTS B	U	M	GALAY JUANA	ALM ANGAMOS V06		04615A		03/12/2002
23/12/2002	EDN1	220	B	1018932	BTS B	U	M	ONCJUAY TEOFILO	LOS PSICOLOGO CCG6		04527A		23/12/2002
05/12/2002	EDN1	220	B	103020	BTS B	U	M	CHABELLA HORNIA MARG	MZ 38B LT 10 AL 001		02634A		05/12/2002
05/12/2002	EDN1	220	B	1031083	BTS B	U	M	ALMA SANTA CRUZ	ALM SANTA CRUZ		05228C		05/12/2002
09/12/2002	EDN1	220	B	103614	BTS B	U	M	CASAS TURIZAGA ROD	MZ D LT 10 ALI CCR9		02975A		09/12/2002
11/12/2002	EDN1	220	B	1036350	BTS B	U	M	ALMA LA HUAYONA	MZ A LT 07 ALI P24		03432A		11/12/2002
10/12/2002	EDN1	220	B	1031460	BTS B	U	M	ALMA 3 DE MAYO CERRO	ALM 3 DE MAYO NJ01		02897A		10/12/2002
11/12/2002	EDN1	220	B	104516	BTS B	U	M	ANDERSON CORDOVA EMI	JR JORGE CASTR QH4		03161A		11/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	B	1055208	BTS B	U	M	MOLINA GAONA ROSA MA.	MZ 59 LT 4 AL 2 107		02514A		12/12/2002
10/12/2002	EDN1	220	B	1056818	BTS B	U	M	ROJAS ROMAN LINDA	MZ A LT 3 APY C H11		21981A		10/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	B	1057398	BTS B	U	M	ALMA UPIS HUASCAR	MZ 168 LT 08 SER C G10		04469A		12/12/2002
03/12/2002	EDN1	220	B	1061588	BTS B	U	M	EL PERUANO PACIFICO	TDA 109-52 JUJA T18		00013S		03/12/2002
06/12/2002	EDN1	220	B	1063044	BTS B	U	M	ALMA BELLEN SAB 4	ALM BELLEN SAI C G02		04724A		06/12/2002
10/12/2002	EDN1	220	B	1064976	BTS B	U	M	BAKRETO PIO CARMEN	MZ T LT 9 COOP CH11		02135A		10/12/2002
03/12/2002	EDN1	220	B	1065143	BTS B	U	M	MI PERU A LTR	A LTR MI PERU V04		05549A		03/12/2002
03/12/2002	EDN1	220	B	1067143	BTS B	U	M	MI PERU A LTR	A LTR MI PERU V04		04109A		03/12/2002
03/12/2002	EDN1	220	B	1067338	BTS B	U	M	MI PERU A LTR	A LTR MI PERU V04		04567A		03/12/2002
09/12/2002	EDN1	220	B	1075375	BTS B	U	M	CALDEADA MAX	MZ D LT 17 ASO TV 14		02659A		09/12/2002
23/12/2002	EDN1	220	X	1081119	BTS B	U	M	BALDEON AZURZA ELODI	MZ F LT 02 LUR CG11		04014A		23/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	B	1093764	BTS B	U	M	CONJ UNO MARISCAL	MZ V7 LT 5 J05		03815A		12/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	X	1095621	BTS B	U	M	ASOC VIV VILLA MIERC	MZ A LT 23 SAB CG06		04471A		12/12/2002
11/12/2002	EDN1	220	X	1100316	BTS B	U	M	ALMA LOS LIBERTADOR	LOS LIBERTADO P31		21528A		11/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	B	1102004	BTS B	U	M	MORENO VARGAS JUAN	MZ F LT 03 - AL 14		04392A		12/12/2002
10/12/2002	EDN1	220	B	1108744	BTS B	U	M	CHILLON ASOC DE VIVI	RADIO DE SSS T 117		01318S		10/12/2002
11/12/2002	EDN1	220	B	1109294	BTS B	U	M	COOP VIV HUANCAYOL	MZ F LT 19 SAB P21		04982A		11/12/2002
05/12/2002	EDN1	220	B	1110312	BTS B	U	M	DIAZ HUACHUWA ROSA	SAN JUAN MASI O10		04220A		05/12/2002
02/12/2002	EDN1	220	B	1112681	BTS B	U	M	ESTERIAS DE ANCONA II	ALM LAS ESTER N01		04027A		02/12/2002
10/12/2002	EDN1	220	B	1113872	BTS B	U	M	BOCANIEGRA A H M SEC	ALM DOCANER TV02		01946A		10/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	B	1121988	BTS B	U	M	RAMIREZ CHAMORRO CRI	MZ G3 LT 02 ALI 111		02729A		12/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	B	1122454	BTS B	U	M	SULCA ESCRIBANA M	MZ R LT 10 ALI 111		02728A		12/12/2002
03/12/2002	EDN1	220	B	1123506	BTS B	U	M	AGUIEL M CONDESO	MZ F4 LT 31 ALI V06		02072A		03/12/2002
02/12/2002	EDN1	220	B	1125900	BTS B	U	M	COLLAZOS NEJIA RICAR	MZ AL LT 10 CE W05		02623A		02/12/2002
04/12/2002	EDN1	220	B	1126020	BTS B	U	M	ARCAS ZUIGA OLAR	MZ K LT 28 ANC CV03		04681A		04/12/2002
23/12/2002	EDN1	220	X	1130880	BTS B	U	M	ASOC VIVEND MERC MODEL	A 20 de SAB 4 J06		04298A		23/12/2002
10/12/2002	EDN1	220	B	1140500	BTS B	U	M	ESPINOLA CHUMAN CRIS	MZ W LT 19 LUR C H23		07971C		10/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	B	114552	BTS B	U	M	CARBALAL FRACISCO	NAZCA 151 CA F16		205006A		12/12/2002
26/12/2002	EDN1	220	X	1146075	BTS B	U	M	FERNANDEZ CORTEZ CON	MZ C 1-9 ALI ST CG03		02533A		26/12/2002
17/12/2002	EDN1	220	X	1147482	BTS B	U	M	A H EL SAUCE SEGUNDI	MZ B LT 1 ALI EL C G03		02574A		17/12/2002
18/12/2002	EDN1	220	X	1149200	BTS B	U	M	A H JOSE MARIA ARGU	MZ A LT 05 A H F125		02620A		18/12/2002
11/12/2002	EDN1	220	B	1150521	BTS B	U	M	MIRANDA VII LANDEVAL	MZ S LT 5 A H F125		01149A		11/12/2002
08/12/2002	EDN1	220	B	1151224	BTS B	U	M	JUVINORO HUAMAN PAMIL	JOSE MEDINA 2- Q14		03161A		08/12/2002
03/12/2002	EDN1	220	B	1154706	BTS B	U	M	VIII CARO CARDI NAS CIA	MZ K LT 1 ALI NJ10		01056A		03/12/2002
03/12/2002	EDN1	220	B	1155151	BTS B	U	M	F RAS ZAMORA JAYME S	MZ K LT 31 ALI V06		02056A		03/12/2002
05/12/2002	EDN1	220	X	1156960	BTS B	U	M	HUENAS MARLINZ JESU	MZ H LT 13 ALI C H14		01490A		05/12/2002
17/12/2002	EDN1	220	X	1159546	BTS B	U	M	HUENAS MARLINZ JESU	MZ E LT 01 ASO C H11		02175A		17/12/2002
02/12/2002	EDN1	220	B	1160170	BTS B	U	M	QUEPSE HUANACTHIN MAX	MZ H LT 17 COOP N06		04895A		02/12/2002
13/12/2002	EDN1	220	B	1161666	BTS B	U	M	DELGADO HUMBERTO	HUENOS AIRES C F18		02072A		13/12/2002
12/12/2002	EDN1	220	B	1162520	BTS B	U	M	CAUSHI CACTA ZERON	MZ 164 LT 1 ALI 103		02087A		12/12/2002

110802122108100	F081	220	U	M	BARANTES RUIZ MOISE	0946A	19/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SOTO MARIAS REYNALDO	07966C	19/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	TUPAC YUPANQUI MIERÇA	03247A	02/12/2002
110802062108100	F081	220	X	M	CONDOR RIVERA ISIDRO	08723C	19/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CHAVEZ GARAY MARTHA	20389A	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	FLORES AGAPITO PAULA	12163A	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	MACEDO OBREGON JULIO	22004A	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	ALDABACA ROHRIGUEZ A	01337S	04/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	ROMANI LUJAN TERESA	22077A	19/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CABRERA TOLENTINO JE	02784A	13/12/2002
110802052108100	F081	220	X	M	MERA IPARRAGUIRE MA	00186S	18/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	AHANGADORA INSURGEN	20623A	02/12/2002
110801012108100	F081	220	X	M	PAEZ DE SAZAZAR ESPJE	02996A	09/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SOVIA HUAI LPA SANTIA	08018C	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	QUERINO ACROSPOMA	00026S	03/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	PROG. DE VIV EL LUCE	22061A	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SILVA MELJAS	00229S	18/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CANO CCAPA IGORTENCIA	21519A	21/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	ALCANTARA CRUZ MARI	01105A	13/12/2002
110802122108100	F081	220	X	M	HUACAL ACUA ANDREA	04876A	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SILVAS ALMORIN ROSA	04492A	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SERKANO APAZA ALBERT	02879A	05/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	KANO GAYOSO JOSE ARI	21542A	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	TELLO RICRA GILBERT	09076C	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CORDOYA GALLARDO SIEG	02465A	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	DE GRAU BERKIDALTZ L	02168A	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	DORREGARAY VIEL FAUS	08759C	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	INFANTE POKIA RUFINA	20271A	20/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	LAYA ALVA JACINTO	20547A	18/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CUBA SAUJE MERIO	09222A	04/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	HUANCA GONZA PABLO	07554C	18/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CORNELIO MONTEVERDE A	00102S	12/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CORTIZ VIELASQUEZ ENI	02516A	12/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	VILLANUEVA CURIOSO L	20062A	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	MACEDO IBABEZ SEGUNDO	01499S	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	RUOS QUINCTIO FRANCIS	03809A	23/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	FRANCO SAKAVIA DE HU	21469A	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	HUIJER QUIROZ DORIS	01140A	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	VEGA RAMIREZ JUAN RO	20926A	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	RABORG CESAR	00086S	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CAMPOS NARVA CESAR	20628A	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SANCHEZ & LINOS S C R	00039S	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	TITO BARTUREN ADOLFO	04453A	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	VILLALTA M	21708A	18/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	REYNA ALAYO VICTOR A	01046A	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	ALVA H ALCHIBADES	20143A	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SASAKI LEONOR VIDA DE	00093S	01/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	CASQUIERO ANDRENO FAUS	00060S	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	ROSALLES F	22053A	18/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	VEGA QUINTEROS BILDM	00014S	03/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	LLANOS DAVILA JOSE	05152C	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SOLLO SIMON	20399A	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	HUACHUPA HUACHUPA	00195S	02/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	HUACHUPA HUACHUPA	05121C	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SALAS MARTEL	05104C	11/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	ZAA SIMON	20279A	05/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	SALAZAR FORTUNATO	00519S	10/12/2002
110802122108100	F081	220	U	M	HUACHUPA HUACHUPA	01925A	19/12/2002

20/12/2002
18/12/2002
10/12/2002
04/12/2002
02/12/2002
23/12/2002

03878A
02703A
09054C
02119A
02733A

MZ.F.L.T.12.SAN.NH1
MZ.S.L.T.26.ASC.C1105
CALLE.22.MZ.Q.1108
MZ.F.L.T.11.A.LL.PP02
MZ.N.L.T.7.A.LL.5.CG06

REYES FRANCO GERMAN
CATALINO TORRES VASQ
MORA MARIANO ANCELMO
MORALES FLORIAN DAVI
ORTIZ AGUIERO FORTUNA

J
N
N
N
N

U
U
U
U
U

U15 U
U15 U
U15 U
U15 U
U15 U

98864H
98766
992112
99202
99386

B
B
B
B
B

220
220
220
220
220

EJDN1
EJDN1
EJDN1
EJDN1
EJDN1

3-17.00

TOTAL MEDICIONES DE TENSION BI

1 08021221 08N100	EDN1	220	B	676296	B15 B	U	M	ALIGRE FIGUEROA ISAH	NOLLOC MARCZ MA03	007195	18/12/2002
1 08021221 08N101	EDN1	220	X	67792	B15 B	U	T	IRAYO GONZALES JUAN	CALLE DIEGO FIPAI1	04113A	19/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	678249	B15 B	U	F	SALDARRIAGA JOSE	CARLOS BASADI T21	03566A	10/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	679196	B15 B	U	M	MACEDO VICTORIANO	P DEL RIO 223 FAH15	07877C	02/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	681096	B15 B	U	M	GAY ADELA ALMESTAR V	INDEPENDENCIA Q20	07170C	16/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	681248	B15 B	U	M	YAURO DEL ANTONIA ROSA	S LORENTE 327 HP15	01777S	11/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	698394	B15 B	U	M	RAMOS SANTIAGO	MZ K LT 9 EL AC P24	07307C	11/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	701120	B15 B	U	M	BALBUENA FRANCISCO	AV ATARJEIA 68 P18	07254C	11/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	708850	B15 B	U	M	GALANZA ELEUTERIO	MZ G LT 23 COH19	07117C	16/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	710619	B15 B	U	M	CUBAS ALLAGA ELIZABE	CALLE SIN MZD CGH2	06109C	19/12/2002
1 08021221 08N101	EDN1	220	X	711158	B15 B	U	M	TORRES PAMISACA LUCI	JR ESTE MZ N91 J07	03791A	17/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	721075	B15 B	U	M	SARAVIA MILAGROS	MZ H LT 12 CAL TVH4	08891C	10/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	726120	B15 B	U	M	SALAS CARLOS	CALLE 38 MZ DE H2	01573S	12/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	727947	B15 B	U	M	ARVILDO JOSE	CALLE SIN MZQ CG03	07357C	26/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	742518	B15 B	U	M	HELENA C SUSANA VIL	CHILLON-IRAPI 104	01772S	16/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	747916	B15 B	U	M	DE LA CRUZ CHAVEZ AN	AV LIBERTAD MZ CG02	03322A	04/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	7497	B15 B	U	M	ENRIQUEZ SEGUNDO	FCO PIZARRO T23	20528A	18/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	760616	B15 B	U	M	HUAMAN PUICON RAMON	CALLE SIN MZ B F14	02699A	04/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	762310	B15 B	U	M	CHONG VICENTE	R TIZON Y BUEN Q03	02259A	03/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	762501	B15 B	U	M	COTUNA DE CONDOVA C	MZ D LT 12 M B/ W02	01883S	02/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	767536	B15 B	U	M	DE LA CRUZ HILARIO	CALLE SIN MZ 23 J06	01211A	12/12/2002
1 08021221 08N101	EDN1	220	X	770610	B15 B	U	M	ESPINOZA DURAND ANTO	M GRAU MZ E L CGH1	06839C	09/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	785850	B15 B	U	M	PALONINO MAXIMO	MZ J LT 3 PJ BAY CG10	02646A	12/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	787696	B15 B	U	M	OSCCORINA V CRECENCI	MZ L LT 7 N GAN F01	03498A	12/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	79457	B15 B	U	M	FERNANDEZ JOSE	AGATA FT 1361 FCH11	01704S	02/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	805141	B15 B	U	M	FARIAS VASQUEZ SANTI	JR PARRA DEL R MA03	03616A	18/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	805420	B15 B	U	M	DIAZ DIAZ JULIA ESTH	MZ M LT 45 S J.L. CG04	06413C	04/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	807352	B15 B	U	M	ROJAS ELENA	CALLE SIN MZ F TVH4	08285C	10/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	813556	B15 B	U	M	GONZALES ALICIA	CALLE 27 176 MA03	01146S	18/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	830196	B15 B	U	M	CITO HAD CUETO FERNA	LA FILOSOFIA I C H15	08810C	10/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	812556	B15 B	U	M	TEJALO HUARINGA EUGEN	AV SN IRRNANI 102	00710S	12/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	818578	B15 B	U	T	TEJALO HUANGORA NICOLA	MARTILLO 5066 NJ12	07111C	05/12/2002
1 08021221 08N101	EDN1	220	X	819926	B15 B	U	M	ASOC PROP CITO RES B	IRNIED 11 MZ K1 PA11	01361S	16/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	84126	B15 B	U	M	NAVARRO E	HORACIO URTE Q03	00057S	03/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	84720	B15 B	U	M	RAMAL CUCUTIAGA LIZAR	AV ARICA PAJ3	06081C	02/12/2002
1 08021221 08N101	EDN1	220	X	854166	B15 B	U	M	PINEDA PILCO AGRUPIN	MZ 78 LT 12 PJE 001	02636A	05/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	860610	B15 B	U	M	VILLA SALOMIE	MZ I LT 28 URD CCG05	03756A	04/12/2002
1 08021221 08N101	EDN1	220	X	861126	B15 B	U	M	JIMENEZ MERCEDES	MZ F LT 8 ASC CG05	03754A	17/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	861210	B15 B	U	M	AV GARAGAY	MZ I LT 33 PRO CG05	03755A	04/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	892896	B15 B	U	T	OCTIOA SALAZAR LENI FE	AV A MZ BUJ2 1118	01871A	12/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	X	905417	B15 B	U	T	ASMAI ALDEA LUIS	VILLAVERDE ME TV17	04876A	10/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	91051	B15 B	U	M	HUAMAN SIMON TEGODORO	JR FRANCISCO C 0806	02225A	11/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	915462	B15 B	U	M	QUEZADA FLORES FLOR	SAN DIEGO 2DA H11	03739A	12/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	917850	B15 B	U	M	VIPOL PROGRAMA SAN D	SAN MARTIN 64 H18	04115A	12/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	920550	B15 B	U	M	CABEZAS AGURTO ANTON	MZ I LT 16 SAN H18	05003C	11/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	921888	B15 B	U	M	YATACO NIENESSES NORA	MZ G LT LIABU L N001	04213A	10/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	93132	B15 B	U	I	CASTILLO DIAZ ROSADA	MZ A LT 16 LOT P21	02786A	26/12/2002
1 08021221 08N101	EDN1	220	F	913688	B15 B	U	M	CHAMPUNAN VENTURA PED	MZ O3 LT 56 (AO CY01	06725C	04/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	918991	B15 B	U	M	HEPES FLORES VALDIVIA	AV COLOMBIAL J K02	04226A	04/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	940901	B15 B	U	M	MEHA CALLAN MARCEHJ	MZ J LT 08 AH S/ CG09	01981A	04/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	941502	B15 B	U	M	A H M PIEDRA LIZA TA	MZ A LT 5 A H M 005	04266A	05/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	952966	B15 B	U	F	MEZA GAMBARRA ARTURO	JOSE BARTOLA VCH23	07927C	10/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	958683	B15 B	U	M	GARCIA MENDO VICTOR	CALLE INZ D L TV03	01648S	10/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	968851	B15 B	U	M	A H M JOSE CARLOS MEA	CALLE 60 MZ H F J06	04291A	21/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	969900	B15 B	U	M	A H M JOSE CARLOS MEA	CALLE 59 MZ J F J06	01291A	21/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	970610	B15 B	U	M	MARVA CUI QUI	MZ H LT 07 AH I V07	02124A	04/12/2002
1 08021221 08N100	EDN1	220	B	979260	B15 B	U	F	COSSME CARDENAS FRANC	PJE 3 FEBRERO I PA10	00119S	02/12/2002

ANEXO 11
CRONOGRAMA DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSION: BT				CRONOGRAMA DE MEDICIONES PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO				FECHA TIEN	TELEF.	USUA.	AIES:	CODIGO	CODIGO	SED								
MUNICIPIO	CONCESSION	ZONA	TIPO	NUMERO	OPC.	TAR.	TIP	TIP	SUM	NOMBRE / RAZON	SOCIAL	USUARIO	Direccion del punto seleccionado	Localidad, distrito, provincia depart.	MZ B	L.T. 10	ALIM	ALIM	CODIGO	CODIGO	SED	FECHA TIEN
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1020664	BT5 B	U	U	U	M	FLORES DAKHAN	FLORES DAKHAN	FLORES DAKHAN	MZ B L.T. 13 - ARIE LAMPA DE ORO	MZ B L.T. 13 - ARIE LAMPA DE ORO	04612A		V06		04612A			24/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1010292	BT5 B	U	U	U	M	AIRI LAMPA DE ORO	AIRI LAMPA DE ORO	AIRI LAMPA DE ORO	MZ B L.T. 13 - ARIE LAMPA DE ORO	MZ B L.T. 13 - ARIE LAMPA DE ORO	01751A		C121		01751A			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	F	1019312	BT5 B	U	U	U	M	A HAI JOSE C NEARATE	A HAI JOSE C NEARATE	A HAI JOSE C NEARATE	MZ B L.T. 13 - ARIE LAMPA DE ORO	MZ B L.T. 13 - ARIE LAMPA DE ORO	04782A		J06		04782A			26/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1051377	BT5 B	U	U	U	M	MORE URIETA LAURIEL	MORE URIETA LAURIEL	MORE URIETA LAURIEL	MZ B LOTE 7 - ASOC PRO VIV URB	MZ B LOTE 7 - ASOC PRO VIV URB	04990A		TV09		04990A			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	F	1078368	BT5 B	U	U	U	M	FABIAN CAJALEON ALBE	FABIAN CAJALEON ALBE	FABIAN CAJALEON ALBE	MZ B L.T. 11 A II PROGRESO CAK	MZ B L.T. 11 A II PROGRESO CAK	04017A		CV07		04017A			18/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1084356	BT5 B	U	U	U	M	PANAM NORTE IRA ET 5	PANAM NORTE IRA ET 5	PANAM NORTE IRA ET 5	MZ CA L.T. 23 PANA II KALETP SEC.	MZ CA L.T. 23 PANA II KALETP SEC.	02580A		N06		02580A			24/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1091340	BT5 B	U	U	U	M	BARRETO SANCHEZ CARL	BARRETO SANCHEZ CARL	BARRETO SANCHEZ CARL	Av Los Alamos Mz02 L29 Uoter	Av Los Alamos Mz02 L29 Uoter	04911A		F14		04911A			18/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	111195	BT5 B	U	U	U	M	KARJREZ GASPAR	KARJREZ GASPAR	KARJREZ GASPAR	CUZCO 144 PIB DP O CALLAO	CUZCO 144 PIB DP O CALLAO	02811A		F17		02811A			12/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1116432	BT5 B	U	U	U	M	AGUILAR VASQUEZ CARRI	AGUILAR VASQUEZ CARRI	AGUILAR VASQUEZ CARRI	MZ P L.T. 30 AH LOS OLIVOS DE	MZ P L.T. 30 AH LOS OLIVOS DE	02669A		H11		02669A			16/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1143726	BT5 B	U	U	U	M	RABIOS DIEGO MARCOS	RABIOS DIEGO MARCOS	RABIOS DIEGO MARCOS	MZ K L.T. 7AA III LAMPA DE ORO	MZ K L.T. 7AA III LAMPA DE ORO	04689A		W65		04689A			24/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1166102	BT5 B	U	U	U	M	RODRIGUEZ ESPINOZA A	RODRIGUEZ ESPINOZA A	RODRIGUEZ ESPINOZA A	MZ B L.T. 26 ASOC VIV VIRGEN DEL	MZ B L.T. 26 ASOC VIV VIRGEN DEL	02728C		H3		02728C			16/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1191996	BT5 B	U	U	U	M	VASQUEZ NIESTA MAENA	VASQUEZ NIESTA MAENA	VASQUEZ NIESTA MAENA	MZ U L.T. 5 AA III MIGUEL GRAU -	MZ U L.T. 5 AA III MIGUEL GRAU -	03677A		N04		03677A			24/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1331329	BT5 B	U	U	U	M	RIVERA ARCAOS FAYO	RIVERA ARCAOS FAYO	RIVERA ARCAOS FAYO	MZ B L.T. 14 ASOC FUNDADO SANTO	MZ B L.T. 14 ASOC FUNDADO SANTO	04348A		PP10		04348A			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1531752	BT5 B	U	U	U	M	CONZALES C ANTONIO	CONZALES C ANTONIO	CONZALES C ANTONIO	COMITE 5 E 05 LETICIA PUJE	COMITE 5 E 05 LETICIA PUJE	20862A		SU05		20862A			20/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	154287	BT5 B	U	U	U	M	NAVARRO QUINONES TEO	NAVARRO QUINONES TEO	NAVARRO QUINONES TEO	ICA 121 PA DP 411 (DIF) LIMA	ICA 121 PA DP 411 (DIF) LIMA	019375		T16		019375			13/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	F	1550716	BT5 AD	U	U	U	M	SATURNO VERGARA ZENA	SATURNO VERGARA ZENA	SATURNO VERGARA ZENA	A I ELIDA MEZA D-J	A I ELIDA MEZA D-J	21900A		H84		21900A			20/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1644260	BT5 B	U	U	U	M	CASTRO LUIS DE LA CR	CASTRO LUIS DE LA CR	CASTRO LUIS DE LA CR	MZ E L.T. 03-A ASOC PRO ROSALE	MZ E L.T. 03-A ASOC PRO ROSALE	04917A		CV07		04917A			18/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	F	1654260	BT5 AD	U	U	U	M	LOZA CABELL ANTONINO	LOZA CABELL ANTONINO	LOZA CABELL ANTONINO	PERALVILLO 2780 SANTA MARIA	PERALVILLO 2780 SANTA MARIA	20660A		H01		20660A			20/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	16899	BT5 B	U	U	U	M	MONTAÑA CACERES MOIS	MONTAÑA CACERES MOIS	MONTAÑA CACERES MOIS	IR AREQUIPA 3740	IR AREQUIPA 3740	04060A		K15		04060A			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1695650	BT5 B	U	U	U	M	CABREJOS VASQUEZ JAI	CABREJOS VASQUEZ JAI	CABREJOS VASQUEZ JAI	MZ M L.T. 36 URB AMPL AH TIERRA	MZ M L.T. 36 URB AMPL AH TIERRA	21423A		O10		21423A			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1710108	BT5 B	U	U	U	M	GARCIA SANTA CRUZ AIE	GARCIA SANTA CRUZ AIE	GARCIA SANTA CRUZ AIE	IR PUNO 299 MZ 40 L.T. 12D RP U	IR PUNO 299 MZ 40 L.T. 12D RP U	07075C		CV05		07075C			18/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	171776	BT5 B	U	U	U	M	VARGAS VARGAS FRANCI	VARGAS VARGAS FRANCI	VARGAS VARGAS FRANCI	CEL. LOS NOGALES URB REPARTICION	CEL. LOS NOGALES URB REPARTICION	21621A		H11		21621A			16/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1720768	BT5 B	U	U	U	M	ROMAN JARA ALBERTO H	ROMAN JARA ALBERTO H	ROMAN JARA ALBERTO H	MZ C6 L.T. 12 EX-ZONA COMERCIA	MZ C6 L.T. 12 EX-ZONA COMERCIA	13246A		C122		13246A			24/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1749080	BT5 B	U	U	U	M	JERUACA FLORE 542 Dpto B URB IN	JERUACA FLORE 542 Dpto B URB IN	JERUACA FLORE 542 Dpto B URB IN	MZ D Lote 18 Urb CAROLINA Curb	MZ D Lote 18 Urb CAROLINA Curb	21512A		CV07		21512A			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1792049	BT5 B	U	U	U	T	VASQUEZ PALOMINO JUA	VASQUEZ PALOMINO JUA	VASQUEZ PALOMINO JUA	19c- CIESA VALLEJO COM 15 M	19c- CIESA VALLEJO COM 15 M	03138A		C122		03138A			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	F	1793081	BT5 B	U	U	U	M	ALVARADO LAGUNA MARI	ALVARADO LAGUNA MARI	ALVARADO LAGUNA MARI	MZ G L.T. 01 ASOC VIV SAN AGUST	MZ G L.T. 01 ASOC VIV SAN AGUST	21975A		PH04		21975A			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	1811569	BT5 B	U	U	U	M	RITOS MARTINEZ SATURN	RITOS MARTINEZ SATURN	RITOS MARTINEZ SATURN	MARCO POLO 189 CALLAO	MARCO POLO 189 CALLAO	02799A		F18		02799A			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	251278	BT5 B	U	U	U	M	GALDOS DIAZ RULIER	GALDOS DIAZ RULIER	GALDOS DIAZ RULIER	AV CIRCUNV MZ A L.T. 1A FTE 137	AV CIRCUNV MZ A L.T. 1A FTE 137	01526S		P21		01526S			26/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	F	25956	BT5 B	U	U	U	M	ALVARADO LOPEZ PEDRO	ALVARADO LOPEZ PEDRO	ALVARADO LOPEZ PEDRO	AV TACAMARU 1091 Q-16 HUAQUIL	AV TACAMARU 1091 Q-16 HUAQUIL	12455A		H16		12455A			16/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	312418	BT5 B	U	U	U	T	AVILA AHURTO EMILIAN	AVILA AHURTO EMILIAN	AVILA AHURTO EMILIAN	XX PEDRO PAULETT 172	XX PEDRO PAULETT 172	12345A		C120		12345A			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	392040	BT5 B	U	U	U	M	ARJETA V	ARJETA V	ARJETA V	MZ G L.T. 14 ASOC VIV LOS ROBLE	MZ G L.T. 14 ASOC VIV LOS ROBLE	02702A		TV09		02702A			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	412820	BT5 B	U	U	U	M	DAZOBERTO ORTEGA GOMI	DAZOBERTO ORTEGA GOMI	DAZOBERTO ORTEGA GOMI	ARGENTINA 4990 CALLAO-TAMAPACA	ARGENTINA 4990 CALLAO-TAMAPACA	02114A		K01		02114A			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	445110	BT5 B	U	U	U	M	NAVARRO COLONIA WALTE	NAVARRO COLONIA WALTE	NAVARRO COLONIA WALTE	MZ P L.T. 2 AH VILLA CHUZ P.	MZ P L.T. 2 AH VILLA CHUZ P.	02945A		PH04		02945A			16/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	451008	BT5 B	U	U	U	M	ANGELDONES SANTURMA	ANGELDONES SANTURMA	ANGELDONES SANTURMA	2 DE MAYO 913 LA LIBERTAD	2 DE MAYO 913 LA LIBERTAD	05028C		H4		05028C			16/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	455971	BT5 B	U	U	U	M	OSEJO VEL ESTORO	OSEJO VEL ESTORO	OSEJO VEL ESTORO	T AMARU 7079 MZ III ET 15-MI REDO	T AMARU 7079 MZ III ET 15-MI REDO	01002S		C112		01002S			16/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	468846	BT5 B	U	U	U	M	OLASCUA LUIS	OLASCUA LUIS	OLASCUA LUIS	AV T AMARU 7259 MESA R.	AV T AMARU 7259 MESA R.	01002S		C112		01002S			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	468882	BT5 B	U	U	U	M	FIGUEROA CARLOS	FIGUEROA CARLOS	FIGUEROA CARLOS	ALTO PERU 6 ANCON	ALTO PERU 6 ANCON	00951S		N02		00951S			24/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	501545	BT5 B	U	U	U	M	GIL ROSA	GIL ROSA	GIL ROSA	ALTO PERU 6 ANCON	ALTO PERU 6 ANCON	00951S		N02		00951S			24/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	505164	BT5 B	U	U	U	M	SALAZAR ROBERTO	SALAZAR ROBERTO	SALAZAR ROBERTO	ALCA 231 2111-18 T AMARU	ALCA 231 2111-18 T AMARU	12145A		N110		12145A			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	F	513827	BT5 B	U	U	U	M	VALDIVIA A	VALDIVIA A	VALDIVIA A	SANTUCAS 524 H22-LT 50 PALAQ	SANTUCAS 524 H22-LT 50 PALAQ	00868S		C122		00868S			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	545664	BT5 B	U	U	U	M	BRAYO CASTRO MAXIMO	BRAYO CASTRO MAXIMO	BRAYO CASTRO MAXIMO	A AVILAJO CACERES 104 01-45 CO	A AVILAJO CACERES 104 01-45 CO	06701C		CV01		06701C			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	570150	BT5 B	U	U	U	M	DEFENSORES DE LA PAT	DEFENSORES DE LA PAT	DEFENSORES DE LA PAT	MZ G L.T. 10 DEFENSORES DE LA P	MZ G L.T. 10 DEFENSORES DE LA P	03072A		V06		03072A			24/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	601258	BT5 B	U	U	U	M	LIMACHE FERMIN	LIMACHE FERMIN	LIMACHE FERMIN	MZ D L.T. 30 SANTA FE	MZ D L.T. 30 SANTA FE	02609A		F21		02609A			18/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	609000	BT5 B	U	U	U	M	GUERRA RUIZ UNIBO	GUERRA RUIZ UNIBO	GUERRA RUIZ UNIBO	SAN AGUSTIN 140 01-11 UCHUQU	SAN AGUSTIN 140 01-11 UCHUQU	07171C		CV02		07171C			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	609201	BT5 B	U	U	U	M	VALDIVIA A	VALDIVIA A	VALDIVIA A	LOS CLAYVELLS 211 Y II UCHUQU	LOS CLAYVELLS 211 Y II UCHUQU	07171C		CV02		07171C			19/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	611610	BT5 B	U	U	U	T	CHAYU URUO GIBURI	CHAYU URUO GIBURI	CHAYU URUO GIBURI	LUS QUEROS 7153 11-a IND ARQUE	LUS QUEROS 7153 11-a IND ARQUE	07609C		C110		07609C			23/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	630528	BT5 B	U	U	U	M	CREZ U OHORO	CREZ U OHORO	CREZ U OHORO	IR LOS FLORES 296 MZ II-LT 29	IR LOS FLORES 296 MZ II-LT 29	07026C		CV07		07026C			18/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	650923	BT5 B	U	U	U	M	QUEVEDO LUIS	QUEVEDO LUIS	QUEVEDO LUIS	VARGAS MACHUCA 920 MZ III-LT 3 C	VARGAS MACHUCA 920 MZ III-LT 3 C	07042C		CV07		07042C			18/12/2002
EDENOR S.A	EDENOR	EDENOR	X	657216	BT5 B	U	U	U	M	MUSTARIANTE SEGUNDO	MUSTARIANTE SEGUNDO	MUSTARIANTE SEGUNDO	VARGAS MACHUCA 553 MZ III-LT 1	VARGAS MACHUCA 553 MZ III-LT 1	07035C		CV07		07035C			18/12/2002

EDN010921 DN1X EDN1	220	X	65777J	BT5 B	U	M	OLAYA BRENILDA	AV T AMARU 3062 MZ 6 LT 2 CARA	CV07	07037C	18/12/2002
EDN010121 DN1X EDN1	220	X	658012	BT5 B	U	M	CONTIGERAS JUAN	JR CANDAMO ESTE 123 MZ 17 LT 1	CV07	04017A	18/12/2002
EDN991021 DN1X EDN1	220	X	658078	BT5 B	U	M	TAUMATURGO BERROSPI	JR GAMARRA ESTE 183 MZ 20 LT 1	CV07	04017A	18/12/2002
EDN010321 DN1X EDN1	220	X	658112	BT5 B	U	M	TOMAS ALBERTA	JR MANUEL A ODRIA 1042 MZ 20-A	CV07	07047C	18/12/2002
EDN010621 DN1X EDN1	220	X	658122	BT5 B	U	M	BEGAZO CIRILA	M IGLESIAS ESTE 198 MZ 21 L10	CV07	07047C	18/12/2002
EDN991121 DN1X EDN1	220	X	692865	BT5 B	U	M	BAYETO NAUPAY LUIS	BOLOGNESI 389 S5-3 A NUEVO COM	CV01	06740C	16/12/2002
EDN021021 DN1X EDN1	220	X	722400	BT5 B	U	M	AGUIPE ALCIDES	MZ G-1 LT 20 P J COLLIQUE IV Z	CV04	03175A	19/12/2002
EDN000521 DN1X EDN1	220	X	749619	BT5 B	U	M	BARCENES MEDARDO	CALLE S/N MZ 7-T L11 PJ EL PRO	CV05	07053C	18/12/2002
EDN020521 DN1X EDN1	220	X	759525	BT5 B	U	M	IPANAQUE FELIX	CALLE S/N MZ B LT 6 9 JUNIO POE	W02	20605A	19/12/2002
EDN000421 DN1X EDN1	220	X	761759	BT5 B	U	M	BENDEZU GASPAS	CALLE S/N MZ K4 LT 3 PJ PROGRES	CV07	07041C	18/12/2002
EDN001221 DN1X EDN1	220	X	795828	BT5 B	U	T	MALDONADO BEDON MELJE	PANCHO FIERRO 3932 X LT 18 UR	CH05	01207S	23/12/2002
EDN000921 DN1X EDN1	220	X	821967	BT5 B	U	M	RAMIREZ VILLAR NELSO	SAN FRANCISCO 611 K-4 SAN CARL	CV02	12416A	16/12/2002
EDN020121 DN1X EDN1	220	X	840384	BT5 B	U	M	VASQUEZ ESPINOZA JUL	STA ANA 107 G-25 M DE JESUS CO	CV02	12419A	19/12/2002
EDN020721 DN1X EDN1	220	X	892909	BT5 B	U	M	ZAPATA SILVERIA MORI	AV LAS CASTAAS 257 PJ EL ERMIT	CH24	05226C	23/12/2002
EDN011121 DN1X EDN1	220	X	957012	BT5 B	U	M	SALAS MARIN JAIMIE ED	LA MAR 2319 DPT.302(PANDO ET.6	MA06	01717S	16/12/2002
EDN021121 DN1X EDN1	220	F	998189	BT5 B	U	T	BULLON CEJO OMBILO	MZ R LT 4A APV COMPRO CAMPOY 3	P34	04026A	26/12/2002

TOTAL MEDICIONES DE DIMENSION BT

67.00

NUMERO IDN02121F0802H1EDN1	NOMB ZONA	TENSION ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NUMERO SUMINISTRO	OPC TAR	NOMBRE / RAZON SUCIAL. USUARIO	Direccion del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart	CODIGO LINEA	CODIGO SET	TELF USUA	FECHA TENTATIVA DE INSTALACION
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	100043	MT2	DELICIA CAVENAGO TOR	FUNDO EL SUCHIE (CARADAYLLO ANT	PP10	PP		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	114773	MT3	MELLEN PARK S A	AV COLONIAL 4170 BELLAVISTA	K01	K		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	116100	MT3	TELEFONICA DEL PERU	PJE 41 NZ B LT 6-7 2DA ETAPA U	I02	I		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	132373	MT	PRAXAIR PERU S A	AV VENEZUELA 2597 BELLAVISTA	MA04	MA		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1526973	MT3H	INOSP CENTRO DE SAL M	N DE PIKOLA - 220 JCA	SU01	SU		11/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1566859	MT3H	FUKUDA FUKUDA CARLOS	ESPERANZA BAJA	III.05	III.		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1566888	MT3H	GANADERIA LOS TILOS	TORRE BI-ANCA - CHANCAY	CY03	CY		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1566892	MT3H	JUAN A GAINZA MORGUA	FUNDO EL NOPAL JECUAN	III.03	III.		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1566917	MT3H	SIEMAPA BARRANCA S A	PAN DE AZCAR - PUERTO SUPE	SU08	SU		11/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1566923	MT3H	TELEFONICA DEL PERU	LOS PINOS - PUERTO SUPE	SU04	SU		11/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1566915	MT3A	INDUSTRIAL DON RIARTI	AV ECHENIQUE 1398 - HUACHO	I104	I		20/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1566940	MT3A	E M P A HUACHO S	PUQUIO DE CAMO # 1	I105	I		03/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1566999	MT3A	CORPORACION JOSE R L	PERALVILLO 3220 KM 151 2 STA M	I101	I		03/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1620321	MT3	SIEDAPAL POZO 596 597	AV SAN JUAN ALT S E 924	PP05	PP		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1634614	MT4	ENAPU S A	VIA DE EVITAMIENTO ALDEAO SAB	P31	P		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1666112	MT3	PANIFICADORA BAMBINO D	AV JORGE CHAVEZ 680 C LEGUA	K11	K		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1669868	MT3	BSI ELECTRODOMESTICO	AV. ELMER FAUCETT 3359	TV08	TV		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1726679	MT3H	DIENSBARCADERO AKTIS	AV. ELMER FAUCETT 3359	SU04	SU		11/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1729265	MT3	CINEMARK DEL PERU S	AV LA MARINA ESQUINA PARQUE LA	MA06	MA		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1732099	MT2	TARRACO S R LTDA	AV PRINCIPAL (GRAN CIUMU)	P21	P		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1748562	MT4	GATE GOURMET PERU SA	Calle CORPAC 100 Callao	TV08	TV		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1760893	MT4H	ESSALUD CLINICA BAR	UR LAS PALMIERAS Zonal Supe	BA03	BA		11/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1783394	MT3H	NEXTEL DEL PERU S A	CHANCAY KM 75 PANAMERICANA Zon	CY04	CY		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1789782	MT3H	EMBITEL LABORIA RIVERA	AV KM 191 DE LA PANAMERICANA	SU02	SU		11/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1802324	MT4	OPERACIONES AEROS DU	AV LA MARINA ESQ. AV UNIVER	MA05	MA		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1824624	MT4	TECNOLOGIA PERUANA D	Calle REPUBLICA DE ECUADOR 401	M20	M		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	192464	MT	PROCTER & GAMBLE DEL	FELIPE PARDO Y ALJAGA 695 SAN	ID04	ID		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	1963384	MT3	LUMIV DEL PACIFICO	M SANCHEZ CERRO 2141 D2	Q15	Q		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	22631	MT2	INDUSTRIAS VENCEIDOR	JUAN DEL MAR Y BERNARDO 1040 L1	PA13	PA		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	237226	MT	IDESA ARTICULOS PLA	AV. SANTUARIO 1235 URB ZARATE	P06	P		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	242616	MT3	PIÑA S A.	PSJE SAN JOSE 215 S E 659 CAL	K03	K		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	246936	MT	FABRICA PERUANA DE E	JR REP. DEL ECUADOR(SE 391) 4	M20	M		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	262558	MT4	COLGATE-PALMOLIVE PE	FAUSTO CASTAMETA 154 RINAC	P22	P		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	273599	MT3	SAN MIGUEL INDUSTRIA	AV LAS MAQUINARIAS 3060 S E 70	ID03	ID		16/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	281890	MT3	INDUSTRIAS VENCEIDOR	AV VENEZUELA 5197 - SAN MIGU	MA04	MA		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	302891	MT3	CTAR LIMA	J CHELONDON S/N SE 835 LIMA	M20	M		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	308489	MT4	CORPORACION INKA KOL	EL SANTUARIO 1170 URU ZARATE	P06	P		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	327831	MT3	SEDAPAL	COLOQUEPATA 2A CDRA TAJUANINS	CU18	CU		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	340050	MT2	GRANIPAL S A	AV O R BENAVIDES S/N LIMA	M09	M		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	351639	MT3	ACEROS HOEHLER DEL P	CASTRO RONCELOS JTO AL 765 (SE	M07	M		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	424210	MT3	TELEFONICA DEL PERU	ESTEBAN SALMON FTE 700 RINAC	T06	T		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	417911	MT1	COMFER S A	AV ARGENTINA 1115 CALLAO CALL.	F06	F		16/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	505391	MT1	INDUS VERTICOR S A	AV VENTANILLA K 55 CALLAO	001	O		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	50730	MT2	ARRIQUERA BATHICO	MAYOR H EMPURU S/N RINAC	T25	T		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	554181	MT4	ELECTROMECANICA DE LC	MONSEU 895 S E 384 LIMA	M02	M		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	554823	MT3	REFILADOS Y DERIVAD	AV A NZ A LT 20 URB IND INFAN	N101	NJ		18/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	563900	MT2	FABRICACION DE MATRI	M FARFAN 3263 PANAMA NORTE	CU10	CU		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	564445	MT3	PANASONIC PERUANA S	AV LA MARINA 2620 S MIGUEL	MA16	MA		10/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	609656	MT	SAGA FALABELLA S A	AV. LA MARINA PLAZA SAN MIGUEL	MA05	MA		02/12/2002
F0802121F0802H1EDN1		10000	B	63428	MT3	MGP ESTACION NAVAL D	BASE NAVAL DEL CALLAO SE 608	F01	F		16/12/2002

10000	108021211080110801	B	653633	MT3	INDS DELTA S.A	LOS HORNOS 353 S.E. 1870 S.M	N902	NU	18/12/2002	
10000	108021211080110801	B	678125	M13	PRODUCTOS PAUTA S.A	CALLE PACIFICO CUADRA 3	C1110	CU	18/12/2002	
10000	108021211080110801	B	736701	M14	LAMINADOS E.I.R.L.	PABLO OLAVIDE 460 INDEPENDENCIA	C1114	CU	18/12/2002	
10000	108021211080110801	B	743766	M12	CARLOTTEK S.A	CALLE 11 MZ L.L.ET 6 CAMPOY-SJ	P21	P	18/12/2002	
10000	108021211080110801	B	750817	M1	AGA S.A	AV. NESTOR GAMBETTA 280 CALLAO	008	O	18/12/2002	
10000	108021211080110801	B	774573	M13	SEDAFAL POZO 556 557	CAMBILO D CARABAYLLO KM 28 P	P902	PP	02/12/2002	
10000	108021211080110801	B	774577	M13	SEDAFAL CA - 561	PTE PUBL D CARABAYLLO PUENTE	PP19	PP	02/12/2002	
10000	108021211080110801	B	794166	M13	URIMAK S.A	AV NESTOR GAMBETTA 349 CALLAO	O10	O	18/12/2002	
10000	108021211080110801	B	79808	M14	LAMINADOS ADORA LATINO	AV AL OSCAR R. BENAVIDES N 11	M04	M	10/12/2002	
10000	108021211080110801	B	81933	M13	NESTLE PERU S.A	AYDA VENEZUELA 2600 BREA	P302	PA	02/12/2002	
10000	108021211080110801	B	85225	M13	CORP PERUANA DE PRO	IR CHAMAYA 276 - 278 BREA	M23	M	10/12/2002	
10000	108021211080110801	B	858713	M14	DIERAT S.R.L.	EPSILON 183 PQ INT IND Y COMER	K14	K	02/12/2002	
10000	108021211080110801	B	892998	MT3	GRUPO INDUSTRIAL	CALLE C MZ F.L.T 7 IND L.A.MH.	C1113	CH	10/12/2002	
10000	108021211080110801	B	900159	M14	AGROINDUSTRIAL LIMA	AV PAN NORTE ESQ CALL STAJOS	P904	PP	02/12/2002	
10000	108021211080110801	B	936031	M12	VALERA DIAZ JAVIER	PANAM NORTE KM 34 (ESP CEMENTE)	A903	W	02/12/2002	
10000	108021211080110801	B	957389	M14	HILADOS Y TEJIDOS LI	AV NARANJAL 270 URB. IND NAR	N112	NI	10/12/2002	
10000	108021211080110801	B	964245	M14	PRONNISAN EIRL	AV INDEPENDENCIA 1861 VICENTE	P21	P	18/12/2002	
10000	108021211080110801	B	999221	M13	AUSTRIAL GROUP S.A.A	N GAMBETTA KM 14 S.E. 1836 IND	009	O	18/12/2002	
TOTAL MERICIONES DE TENSION MAT.AT.M1								6900		

CRONOGRAMA DE MEDICIONES DE TENSION : MAT, AT, MT
 FEDERAL S A

MES: DICIEMBRE / 2002

NUMERO IDENTIFICACION	NOMBRE ZONA CONCESION	TENSION ENTREGA(Volt)	TIPO PUNTO	NUMERO SI ADMINISTRATIVO	OPC TAR	SOLABRE / RAZON Direccion del punto seleccionado Localidad, distrito, provincia, depart	CODIGO LINEA	CODIGO SET	USUA	FECHA TENTATIVA DE INSTALACION
EDN0211	EDN1	10000	F	261901	AT	QUINDIAC S A AV NESTOR GAMBIETA 838 J CALLAO				21/12/2002
EDN0204	EDN4	10000	X	361784	MT3	MOLDES TECNIC SAN FRANCISCO 782 PNH11 J	P07	P		26/12/2002
EDN0210	EDN10	10000	F	88905	MT4	FRIGORIFICO 117 AV ARGENTINA 308 LIBJA	M25	M		26/12/2002
EDN0211	EDN11	10000	F	922338	MT3	MANUFACTURA LURIGANCHEO MZN L L TIA PARC R	P32	P		21/12/2002

TOTAL MEDICIONES DE TENSION MAT,AT,MT : 4.00

MANUAL DE USUARIO

SISTEMA CALIDAD DEL PRODUCTO

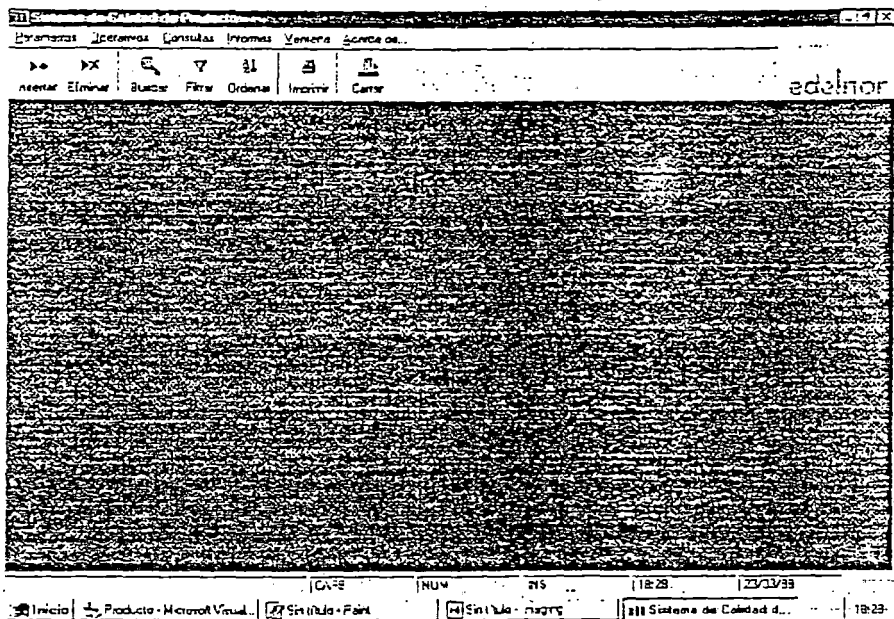
Módulo de Tensión

Abril 1999

Módulo de Tensión

Manual de Usuario.

Esta es la pantalla principal desde donde podrá ingresar a través de la barra de menús a todas las funcionalidades del sistema. Como en cualquier aplicación Windows usted podrá acceder a las distintas ventanas de la presionando el botón izquierdo de Mouse se desplegarán las diferentes funciones, alguna de las cuales usted seleccionará arrastrando el Mouse y soltando el botón izquierdo sobre la opción elegida.



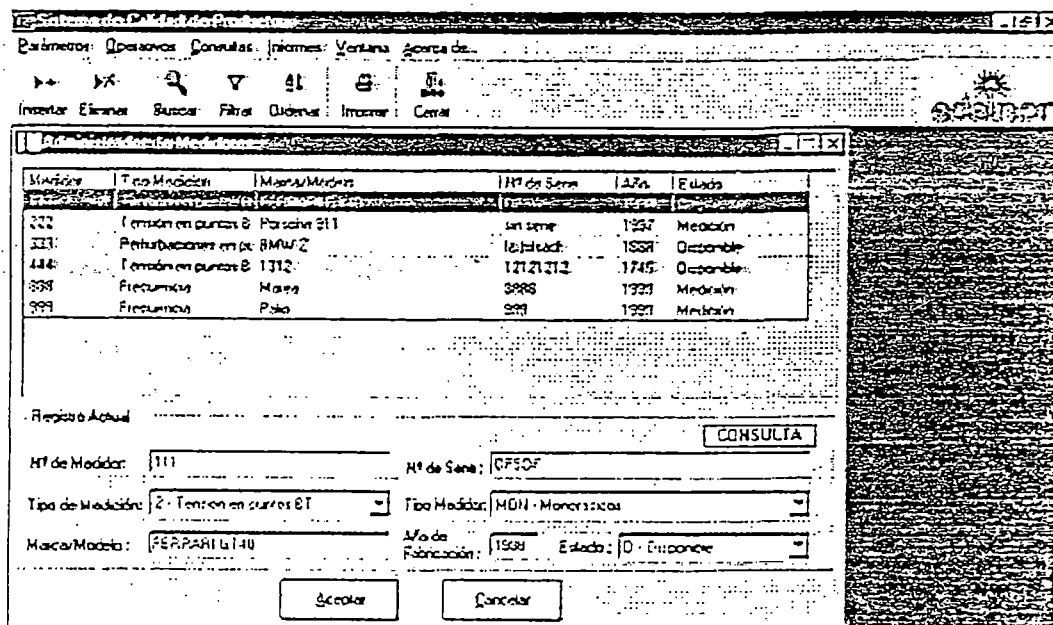
Posicionándose con el Mouse en el menú de Parámetros y haciendo un clic con el botón izquierdo del Mouse se le desplegará la siguiente lista de funciones.

ABM de Medidores de Tensión

Parámetros

Medidores

Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Medidores se le desplegará la siguiente pantalla:



Esta pantalla le permite consultar:

- Número de Medidor
- Número de Serie de Fabricación del Medidor
- Tipo de Medición
- Tipo de Medidor
- Marca/Modelo del Medidor
- Año de Fabricación del Medidor
- Estado del Medidor

Esta pantalla además le permite administrar todos los medidores de tensión. Podrá dar de alta nuevos medidores, dar de baja medidores existentes y modificar determinados datos del medidor como ser: Marca/Modelo y Año de fabricación del medidor.

Para dar de Alta un medidor deberá hacer un clic con el botón izquierdo del Mouse en la barra de herramientas en la opción Insertar



La pantalla anteriormente detallada pasará a formato de Alta.

Medidor	Tipo Medición	Marca/Modelo	Nº de Serie	Año	Estado
111	Tensión en puntos B	FERRARINI 40	03591	1998	Disponible
222	Tensión en puntos B	Porsche 911	sin serie	1997	Medición
333	Perturbaciones en pt.	BMW Z	fadsfsadf	1888	Disponible
444	Tensión en puntos B	1312	12121212	1745	Disponible
888	Frecuencia	Marea	8888	1999	Medición
999	Frecuencia	Paño	999	1999	Medición

Registro Actual

Nº de Medidor: Nº de Serie:

Tipo de Medición:

Marca/Modelo: Año de Fabricación: Estado:

Una vez en esta pantalla deberá completar los siguientes campos:

- Nro. De Medidor
- Nro. De Serie
- Tipo de Medición

Tipo de Medición:

Marca/Modelo:

- 1 - Tensión en puntos MAT, AT, MT
- 2 - Tensión en puntos BT
- 3 - Perturbaciones en puntos MAT, A
- 4 - Perturbaciones en Barras BT de S
- 5 - Frecuencia
- 6 - Precisión de Medidas de Energía
- 7 - Alumbrado Público

Si selecciona la opción 1 ó 2 le aparecerá un nuevo combo para elegir el tipo de medidor.

Tipo de Medición: Tipo Medidor:

MON - Monofásicos
TRI - Trifásicos

- Marca/Modelo
- Año de Fabricación
- Estado

Cuando haya terminado de completar los datos de un click al botón de Aceptar y automáticamente el sistema ingresará el nuevo medidor al sistema y se lo agregará en la grilla, la pantalla pasará a modo de Consulta.

Medidor	Tipo Medición	Marca/Modelo	Nº de Serie	Año	Estado
111	Tensión en puntos	FERRARI GT40	DFSDf	1998	Disponible
222	Tensión en puntos	Porsche 911	sin serie	1997	Medición
333	Perturbaciones en pu	BMW Z	fadsfsadf	1998	Disponible
444	Tensión en puntos	1312	12121212	1745	Disponible
888	Frecuencia	Marea	8888	1999	Medición
999	Frecuencia	Patio	999	1999	Medición

Registro Actual

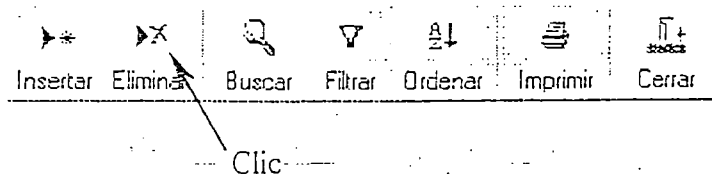
CONSULTA

Nº de Medidor: Nº de Serie:

Tipo de Medición: Tipo Medidor:

Marca/Modelo: Año de Fabricación: Estado:

Para dar de Baja un medidor deberá hacer un click con el botón izquierdo del Mouse en la barra de herramientas en la opción Eliminar



A continuación el sistema le preguntará si confirma la eliminación del registro presentándole la siguiente ventana:

Medidor	Tipo Medición	Marca/Modelo	Nº de Serie	Año	Estado
111	Tensión en puntos B	FERRARI GT 40	DFSD7	1998	Disponible
222	Tensión en puntos B	Porsche 911	sin serie	1997	Medición
333	Perturbaciones en el	BMW Z	fadsisact	1998	Disponible
444	Tensión en puntos B	1312	121212	1745	Disponible
888	Frecuencia	Marea	8888	1999	Medición
999	Frecuencia	Palo	999	1999	Medición
777	Tensión en puntos M	Escisor Tension	199255646	1998	Disponible

? ¿Confirma la eliminación del registro?

Registro Actual: _____

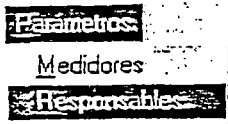
Nº de Medidor:

Tipo de Medición: Tipo Medidor:

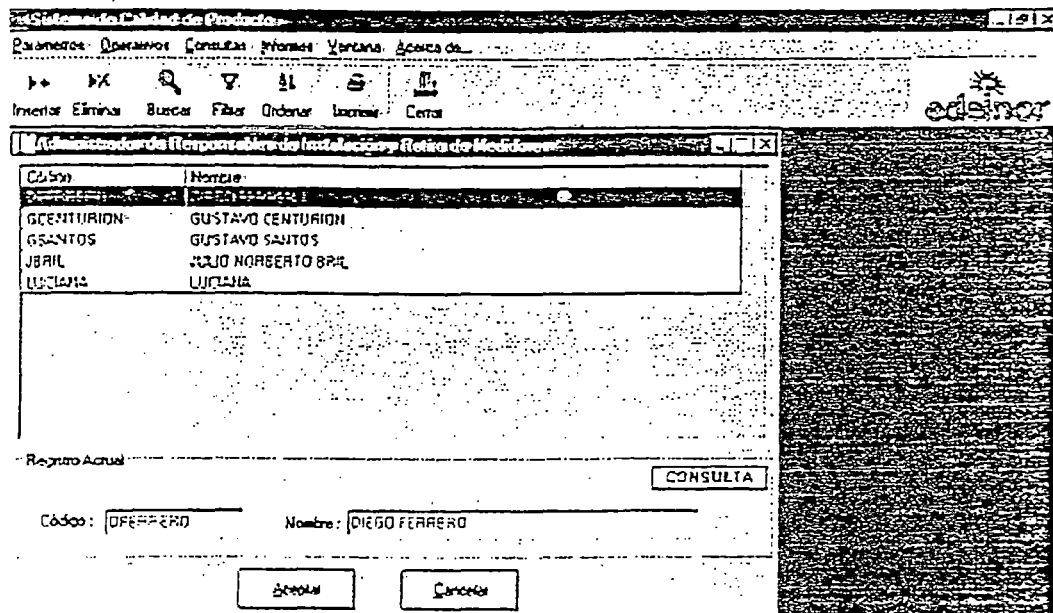
Marca/Modelo: Año de Fabricación: Estado:

Dando un clic sobre el botón Si el sistema eliminará el registro, y borrará el mismo de la grilla, en cambio si da un click sobre el botón No el sistema cancelará la operación.

ABM de Responsables de Medición de Tensión

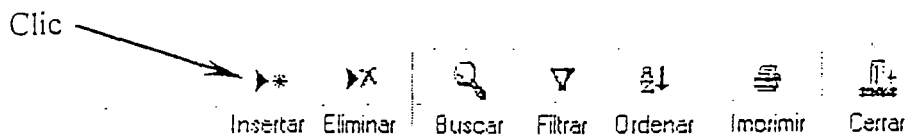


Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Responsables, se le desplegará la siguiente pantalla:



Esta pantalla le permitirá administrar todos los responsables de las mediciones de tensión. Podrá dar de alta nuevos responsables, dar de baja responsables existentes y modificar determinados datos del responsable como ser el Nombre, el código no se puede modificar.

Para dar de Alta un nuevo responsable deberá hacer un clic con el botón izquierdo del Mouse en la barra de herramientas en la opción Insertar.



La pantalla anteriormente detallada pasará a formato de Alta

Código	Nombre
DFERRERO	DIEGO FERRERO
GCENTURION	GUSTAVO CENTURION
GSANTOS	GUSTAVO SANTOS
JBRIL	JULIO NORBERTO BRIL
LUCIANA	LUCIANA

Registro Actual: ALTA

Código: Nombre:

Una vez en esta pantalla deberá completar los siguientes campos:

- Código
- Nombre

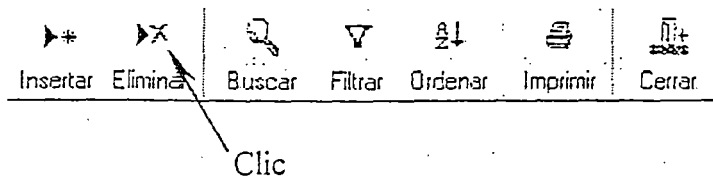
Cuando haya completado los datos de un clic al botón de Aceptar y automáticamente el sistema ingresará el nuevo responsable al sistema y se lo agregará en la grilla. la pantalla pasará a modo de Consulta. En el caso que existan más responsables de los que se ven en la pantalla. dispone de una barra a la derecha de la lista que le permite buscar hacia arriba o hacia abajo como cualquier otra aplicación de Windows.

Código	Nombre
DFERRERO	DIEGO FERRERO
GCENTURION	GUSTAVO CENTURION
GSANTOS	GUSTAVO SANTOS
JBRIL	JULIO NORBERTO BRIL
LUCIANA	LUCIANA
WSCUITO	WALTERSCUITO

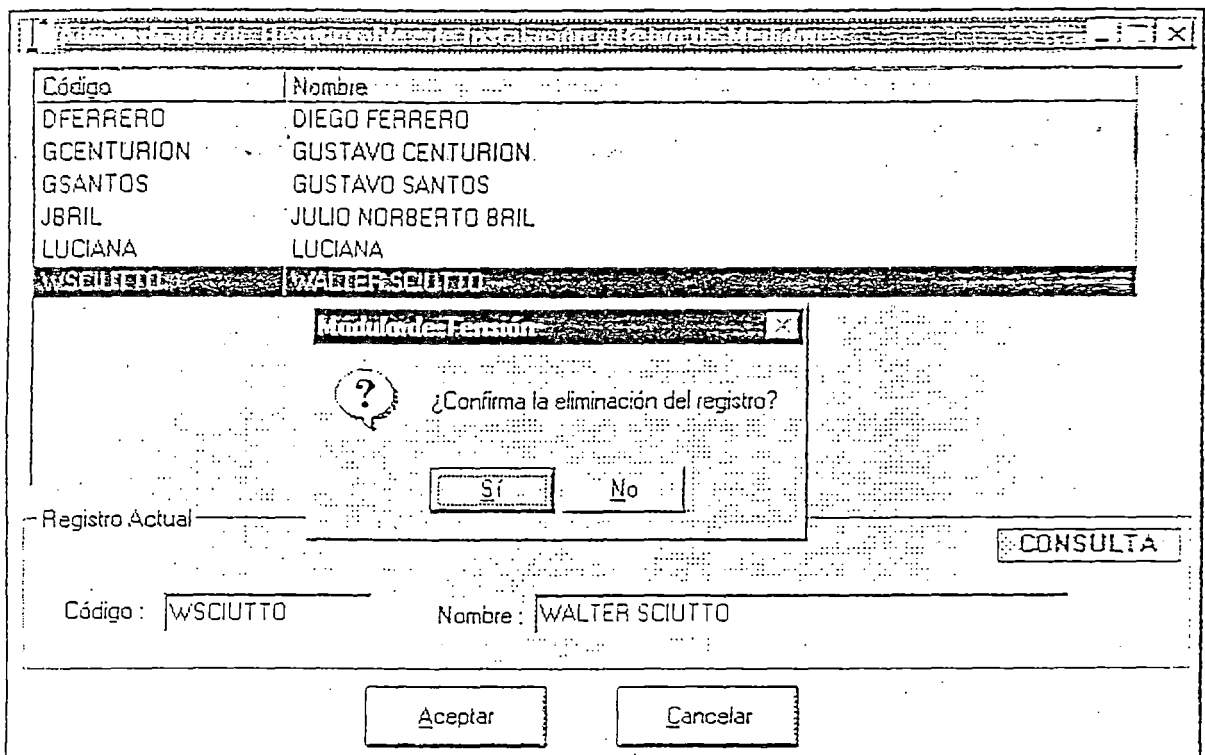
Registro Actual: CONSULTA

Código: Nombre:

Para dar de Baja un responsable deberá hacer un clic con el botón izquierdo del Mouse en la barra de herramientas en la opción Eliminar



A continuación el sistema le preguntará si confirma la eliminación del registro presentándole la siguiente ventana:



Dando un clic sobre el botón Sí el sistema eliminará el registro, y borrará el mismo de la grilla. en cambio si da un clic sobre el botón No el sistema cancelará la operación.

ABM de Rangos de Desvíos de Tensión

Medidores

 Responsables

 Por Desvíos de Tensión

Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Rangos por Desvíos de Tensión y se le desplegará la siguiente pantalla:

Código	Rango Mínimo	Rango Máximo	Urbano	Rural	Vigencia Desde
RNG1	5	7.5	6	1	01/01/90
RNG2	7.5	10	12	12	01/01/90
RNG3	10	12.5	24	24	01/01/90
RNG4	12.5	15	48	48	01/01/90
RNG5	15	17.5	96	96	01/01/90
RNG6	17.5				

Registro Actual

Código:
 En vigencia a partir del

Rango Mínimo (%)
 Rango Máximo (%)

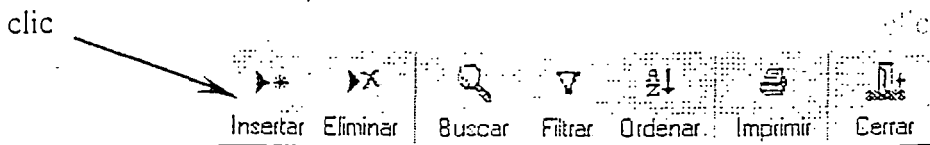
Pena para Zonas Urbanas:
 Pena para Zonas Rurales:

Esta pantalla le permite consultar:

- Código de Rango de Desvío de Tensión
- Vigencia del Rango
- Rango Mínimo
- Rango Máximo
- Pena para Zonas Urbanas
- Pena para Zonas Rurales

Esta pantalla además le permite administrar todos los rangos de desvíos de tensión. Podrá dar de alta nuevos rangos. Este ABM tiene la particularidad de no poder modificar ningún dato de los rangos, solo se podrá dar de alta nuevos valores para los rangos en cuestión tomando como el actual al que tenga mayor fecha de vigencia.

Para dar de Alta un nuevo rango deberá hacer un clic con el botón izquierdo del Mouse en la barra de herramientas en la opción Insertar .



La pantalla anteriormente detallada pasará a formato de Alta

Código	Rango Mínimo	Rango Máximo	Urbano	Rural	Vigencia Desde
RNG2	7.5	10	6	1	01/01/90
RNG3	10	12.5	12	12	01/01/90
RNG4	12.5	15	24	24	01/01/90
RNG5	15	17.5	48	48	01/01/90
RNG6	17.5		96	96	01/01/90

Registro Actual

Código : En vigencia a partir del

Rango Mínimo (%) Rango Máximo (%)

Pena para Zonas Urbanas : Pena para Zonas Rurales :

Una vez en esta pantalla deberá completar los siguientes campos:

- Código
- Código de Rango de Desvío de Tensión
- Vigencia del Rango
- Rango Mínimo
- Rango Máximo
- Pena para Zonas Urbanas
- Pena para Zonas Rurales

Cuando haya completado los datos de un clic al botón de Aceptar y automáticamente el sistema ingresará el nuevo rango al sistema y se lo agregará en la grilla. la pantalla pasará a modo de Consulta. En el caso que existan más rangos de los que se ven en la pantalla, dispone de una barra a la derecha de la lista que le permite buscar hacia arriba o hacia abajo como cualquier otra aplicación de Windows.

ABM de Rangos de Limite de Buena Medición de Tensión

Parámetros

Medidores

Responsables

Formas

Por Desvíos de Tensión

Configuración

Limite de Buena Medición de Tensión

Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Rangos por Desvíos de Tensión y se le desplegará la siguiente pantalla:

Los valores contenidos dentro de estos porcentajes serán consideradas como Buenas Mediciones de Tensión. El rango mayor será considerado para las mediciones Rurales, mientras que el menor para las Urbanas.

Tipo de Medición	Código de Rango	Porcentaje Mínimo	Porcentaje Máximo	Activo
Tensión en puntos BT	LUBT	-5	5	S
Tensión en puntos MAT, AT, MT	LUAT	-5	5	S
Tensión en puntos MAT, AT, MT	LRAT	-7.5	7.5	S

Registro Actual

Tipo de Medición: CONSULTA

Código: El rango se encuentra activo

Porcentaje Mínimo: Porcentaje Máximo:

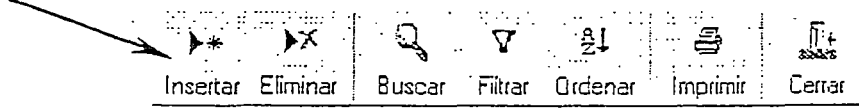
Esta pantalla le permite consultar:

- Tipo de Medición de Tensión
- Código de Rango de Limite de Buena Medición de Tensión
- Activación del Rango
- Porcentaje Mínimo
- Porcentaje Máximo

Esta pantalla además le permite administrar todos los rangos de limite de buena medición de tensión. Podrá dar de alta nuevos rangos. Este ABM tiene la particularidad de que el único dato que se puede la activación del rango, y además se podrá dar de alta nuevos rangos tomando como actuales aquellos que están activos.

Para dar de Alta un nuevo rango deberá hacer un clic con el botón izquierdo del Mouse en la barra de herramientas en la opción Insertar

clic



La pantalla anteriormente detallada pasará a formato de Alta

Administrador de Límite de Buena Medición de Tensión

✓ Los valores contenidos dentro de estos porcentajes serán consideradas como Buenas Mediciones de Tensión. El rango mayor será considerado para las mediciones Rurales, mientras que el menor para las Urbanas.

Tipo de Medición	Código de Rango	Porcentaje Mínimo	Porcentaje Máximo	Activo
Tensión en puntos BT	LRBT	-7,5	7,5	S
Tensión en puntos BT	LUBT	-5	5	S
Tensión en puntos MAT, AT, MT	LUAT	-5	5	S
Tensión en puntos MAT, AT, MT	LRAT	-7,5	7,5	S

Registro Actual

Tipo de Medición: [Combo] ALTA

Código: El rango se encuentra activo

Porcentaje Mínimo: Porcentaje Máximo:

Una vez en esta pantalla deberá completar los siguientes campos:

- Tipo de Medición

Para seleccionar el tipo de medición haga un clic sobre el combo el cual le presentará las siguientes alternativas:

Tipo de Medición: [Combo]

1 - Tensión en puntos MAT, AT, MT

2 - Tensión en puntos BT

- Código de limite de buena medición de Tensión
- Activación del Rango

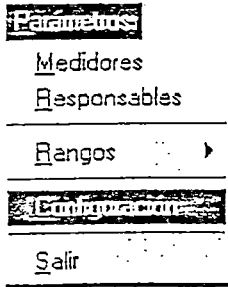
El rango se encuentra activo

Si al check box le da un clic activa el rango, si no tiene un tildé el check box entonces significa que el rango esta inactivo.

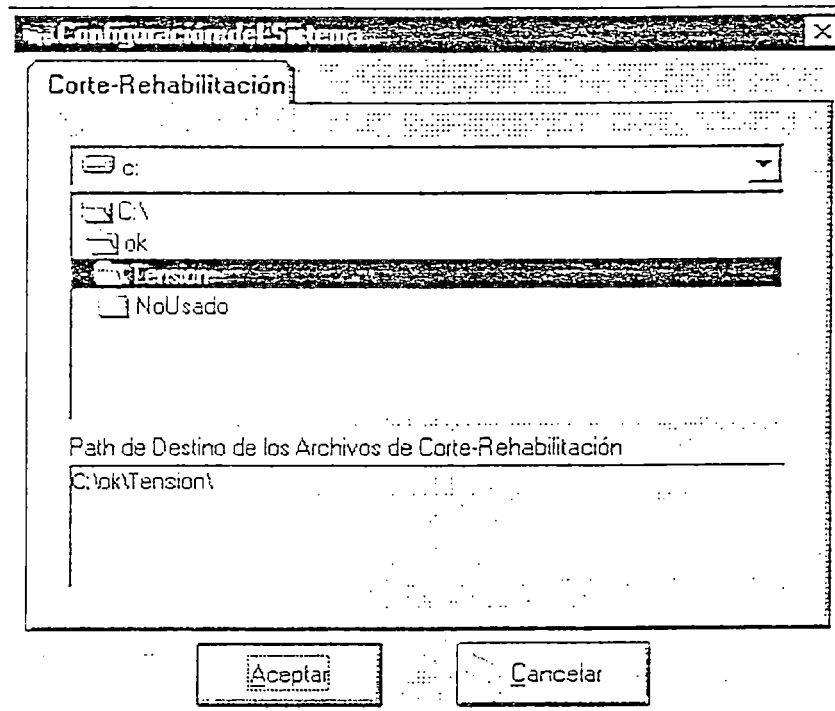
- Porcentaje Mínimo
- Porcentaje Máximo.

Cuando haya completado los datos de un clic al botón de Aceptar y automáticamente el sistema ingresará el nuevo rango al sistema y se lo agregará en la grilla. la pantalla pasará a modo de Consulta. En el caso que existan más rangos de los que se ven en la pantalla dispone de una barra a la derecha de la lista que le permite buscar hacia arriba o hacia abajo como cualquier otra aplicación de Windows.

Configuración



Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Rangos por Desvíos de Tensión y se le desplegará la siguiente pantalla:

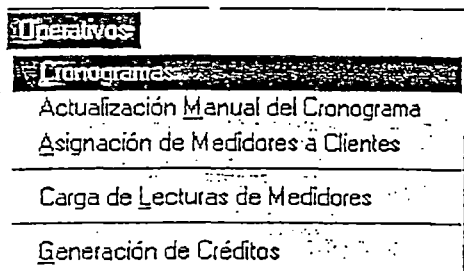


Menú Operativos

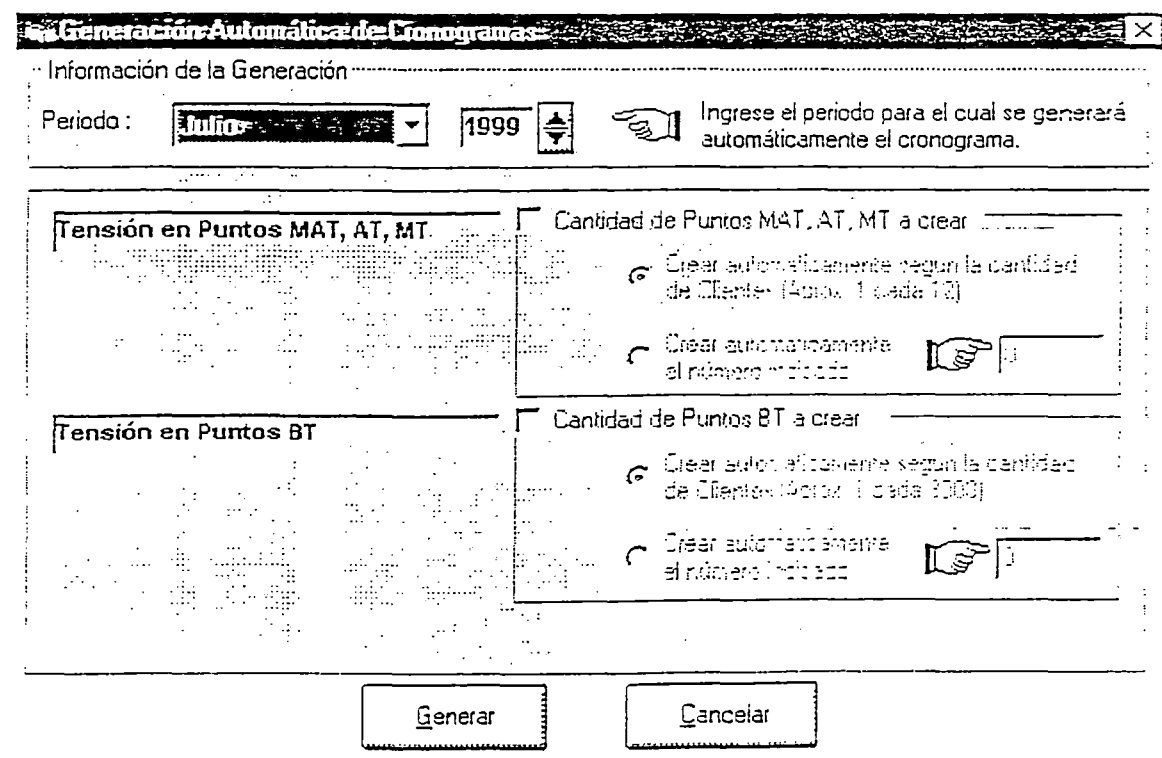
En este menú se encuentran todas las funciones operativas del módulo:

- Cronogramas
- Actualización Manual del Cronograma
- Asignación de Medidores a Clientes
- Carga de Lecturas de Medidores
- Generación de Créditos

Cronogramas



Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Rangos por Desvíos de Tensión y se le desplegará la siguiente pantalla:



En esta pantalla es desde donde se generan los cronogramas de mediciones de tensión para todos los meses, los cuales luego serán enviados al OSINERG.

Los pasos a seguir para la generación de un cronograma son los siguientes:

- Seleccione el período a generar en el combo

Periodo: Julio 1999
Mayo
Junio
Julio
Agosto
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre

- De un clic en el check box de Tensión en Puntos de MAT, AT MT, y a continuación se le habilitará el primer option box, el cual le generará aleatoriamente un punto de medición cada 12 clientes, si usted quisiera generar cada "n" clientes entonces de un clic en el segundo option box e ingrese en el campo siguiente el número "n" deseado.

Cantidad de Puntos MAT, AT, MT a crear

Crear automáticamente según la cantidad de Clientes (Aprox. 1 cada 12)

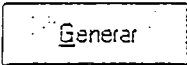
Crear automáticamente el número indicado

- El siguiente paso es igual al anterior pero para puntos de medición de Baja Tensión, la diferencia radica que si el sistema genera los puntos automáticamente, este tomará un punto de medición cada 3000 clientes.

Cantidad de Puntos BT a crear

Crear automáticamente según la cantidad de Clientes (Aprox. 1 cada 3000)

Crear automáticamente el número indicado

- Por último de un clic en el botón Generar  y el sistema automáticamente generará todos los puntos de medición para el Cronograma, y si por el contrario no quisiera generar los puntos de medición para el cronograma entonces de un clic en el botón Cancelar

Cancelar

Actualización Manual del Cronograma

Operativos

Cronogramas
Actualización Manual del Cronograma
Asignación de Medidores a Clientes
Carga de Lecturas de Medidores
Generación de Créditos

Esta función le permitirá agregar puntos de medición a un cronograma de mediciones existentes, ya sea por remediación, reclamo de un cliente ó bien por solicitud expresa del OSINERG y además podrá eliminar puntos de medición por solicitud del OSINERG. Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Actualización Manual de Cronograma y se le desplegará la siguiente pantalla:

Administración Manual del Cronograma

Período: [] [] Seleccionada Básica [] Punto Alternativo [] Puntos de Remediación [] Reclamo

Cronograma	Cliente	Tipo Medición	Origen	Solicitado Por
------------	---------	---------------	--------	----------------

Registro Actual [CONSULTA]

Cliente: []

Tipo de Medición: [] [] Asignados Manualmente [] Asignados por OSINERG

[Aceptar] [Cancelar]

Esta pantalla le permite consultar:

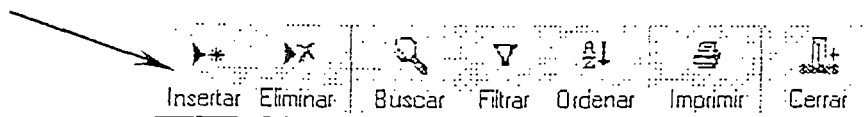
- Período
- Cronograma
- Cliente
- Tipo de Medición
- Origen
- Solicitado por

A continuación de un clic en el combo box de periodos y elija a cual de los periodos presentados en la lista le quiere agregar o eliminar puntos de medición, una vez seleccionado el período, se le desplegará en la grilla de abajo todos los clientes que se encuentran en el cronograma de medición del periodo seleccionado.

Cronograma	Cliente	Tipo Medición	Origen	Solicitado Por
EDNS9042NNNNB0	Cliente #1	Tensión en puntos BT	8	EDELNOR
EDNS9042NNNNB0	Cliente #2	Tensión en puntos BT	8	OSINERG

Para dar de Alta un nuevo punto de medición deberá hacer un clic con el botón izquierdo del Mouse en la barra de herramientas en la opción Insertar

clic



Una vez que haya dado el clic, en la parte inferior de la pantalla (Registro Actual) estará en modo de Alta

- Registro Actual

Cliente:

Tipo de Medición:

Tipo de Punto de Medición:

Medición Solicitada por:

Asignados Manualmente Asignados por OSINERG

y a continuación deberá completar los siguientes campos:

- Cliente
- Tipo de medición

Para seleccionar el tipo de medición haga un clic sobre el combo el cual le presentará las siguientes alternativas:

Tipo de Medición:

Tensión en puntos MAT, AT, MT

Tensión en puntos BT

Perturbaciones en puntos MAT, AT, MT

Perturbaciones en Barras BT de SED

Frecuencia

Precisión de Medidas de Energía

Alumbrado Público

Si selecciona la opción 1 ó 2 le aparecerá un nuevo combo para elegir el tipo de medidor.

Tipo de Punto de Medición:

A - Alternativo
R - Reclamos
X - Remediación

Medición Solicitada por

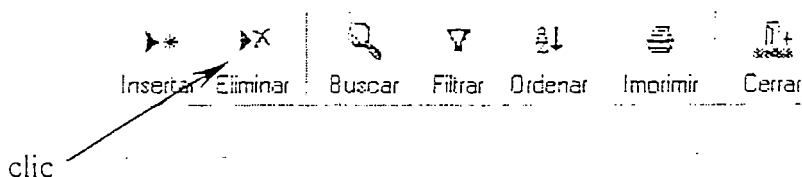
Medición Solicitada por

Asignados Manualmente Asignados por OSINERG

Aquí deberá dar un clic a la opción deseada. si el punto es una remediación o un reclamo de un cliente hecho directamente a la empresa entonces seleccione Asignados Manualmente, en el caso que el punto lo haya solicitado el OSINERG entonces seleccione Asignados por OSINERG.

Cuando haya completado los datos de un clic al botón de Aceptar y automáticamente el sistema ingresará el nuevo punto de medición al sistema agregándolo en la grilla. la pantalla pasará a modo de Consulta. En el caso que existan más puntos de medición de los que se ven en la pantalla, dispone de una barra a la derecha de la lista que le permite buscar hacia arriba o hacia abajo como cualquier otra aplicación de Windows. En el caso que no quiera dar de alta el punto de medición de un clic en el botón Cancelar y la pantalla pasará a modo de Consulta.

Para dar de Baja un punto de medición existente deberá hacer un clic con el botón izquierdo del Mouse en la barra de herramientas en la opción Eliminar



A continuación el sistema le presentará la siguiente pantalla

Período: 1999-04

Seleccionado Básico
 Punto Alternativo
 Puntos de Remedición
 Reclamo

Circuito	Cliente	Tipo Medición	Organ	Solicitado Por
EDN99041NNNN80	70 - Cliente #1	Tensión en puntos MAT, AT, MT	B	EDELNOR
EDN99042NNNN80	333 - Cliente #33	Tensión en puntos MAT, AT, MT	B	EDELNOR

¿Confirma la eliminación del registro?

Registro Actual

Cliente: 70

Tipo de Medición: Tensión en puntos MAT, AT, MT

Tipo de Punto de Medición: B - Seleccionado Básico

Fecha y Hora Tentativa:

Medición Solicitada por:
 Asignados Manuamente
 Asignados por OSINERG

El sistema le pedirá que confirme la eliminación del punto de medición presentándole dos alternativas, si le da un clic al botón "Si" el sistema dará de baja al registro en el sistema y automáticamente eliminará el registro de la grilla, en cambio si el clic lo da en el botón "No" entonces se cancela la eliminación del registro.

Asignación de Medidores a Clientes

Operativos

- Cronogramas
- Actualización Manual del Cronograma
- Asignación de Medidores a Clientes**
- Carga de Lecturas de Medidores
- Generación de Créditos

Esta función le permitirá asignar medidores y responsables de instalación y retiro de medidores a los puntos de medición de un cronograma de mediciones existentes. Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Asignación de Medidores a Clientes y se le desplegará la siguiente pantalla:

Esta pantalla le permitirá asignar para cada punto de medición del cronograma seleccionado el medidor y el responsable de la instalación. A continuación detallaremos como completar la siguiente pantalla para asignar medidores y responsables:

- Seleccione el periodo deseado dando un clic sobre el combo box de periodos

Una vez seleccionado el periodo en la grilla de "Estado de Asignaciones en el Cronograma del Periodo" se desplegará todos los puntos de medición perteneciente al cronograma del periodo seleccionado en el combo.

Cliente	Responsable	Medidor	Fecha Inst	Fecha Ret
Cliente #25				
Cliente #1	LUCIANA	555	1/04/99	8/04/99
Cliente #33				

Seleccione de la grilla el cliente al cual quiere asignarle medidor y responsable dándole un clic sobre la fila de la grilla que quiere seleccionar, note que la fila toma como color de fondo el azul, esto significa que es el cliente seleccionado.

- A continuación deberá seleccionar un responsable y un medidor del cuadro siguiente:

Responsables

Código	Nombre
DFERRER	DIEGO FERRERO
GCENTURION	GUSTAVO CENT
GFELDMAN	GUSTAVO FELDI
GSANTOS	GUSTAVO SANT
GJERIL	JULIO NORBERT

Medidores

Medidor	Marca/Modelo	N° Serie
441...	lo queea	55555555
444	1312	12121212
EDN210001	222	111

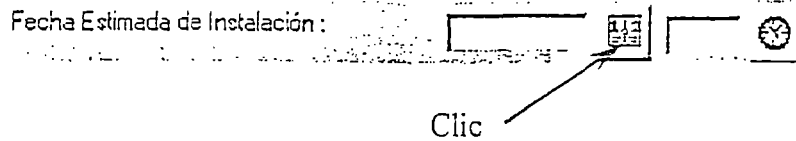
Para asignar un responsable deberá dar un clic sobre la lista de responsables manteniendo el clic y arrastrando el mismo hasta el texto de responsable, una vez que este sobre el texto suelte el botón y el responsable será insertado en el texto, presentándose el texto de la siguiente manera:

Responsable de la Medición:

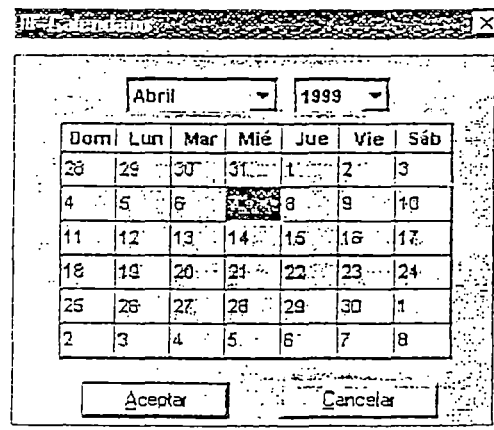
De la misma manera se procederá con los medidores, quedando el texto de la siguiente manera:

Medidor:

- Por ultimo deberá ingresar la fecha de instalación del medidor, dando un clic sobre el siguiente botón

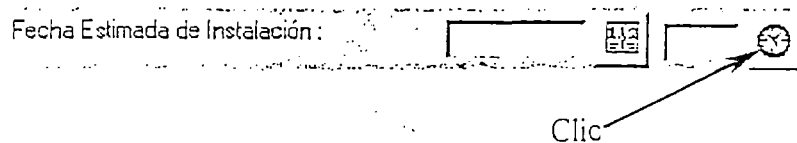


A continuación se le presentará la siguiente pantalla:

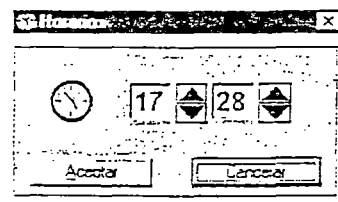


Seleccione el año, mes y el día, a continuación de un clic en el botón aceptar y en el texto aparecerá la fecha seleccionada.

De la misma forma proceda con la hora de instalación dando un clic sobre el siguiente botón

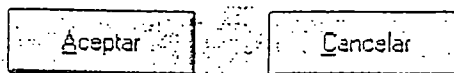


El sistema le presentará la siguiente pantalla para ingresar la hora de instalación



Con las flechas hacia arriba o hacia abajo usted puede aumentar o disminuir la hora y los minutos. una vez seleccionada la hora de instalación deseada de un clic en el botón "Aceptar" y el sistema automáticamente tomará la hora ingresada.

- Cuando haya finalizado de completar los datos en la pantalla se le presentan dos botones “Aceptar” y “Cancelar”.



Si da un clic en el botón “Aceptar”, el sistema ingresará para el punto de medición seleccionado los datos de medidor, responsable y fecha-hora de instalación y retiro del medidor, pasando la pantalla a modo Consulta, en cambio si da un clic sobre el botón “Cancelar” el sistema no ingresará los datos por usted completado.

Carga de Lecturas de Medidores

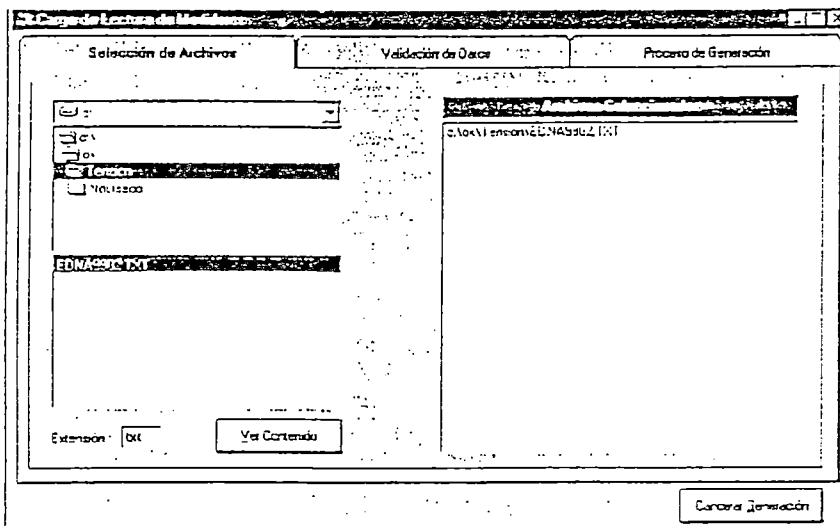
Operativos

- Cronogramas
- Actualización Manual del Cronograma
- Asignación de Medidores a Clientes

Carga de Lecturas de Medidores

- Generación de Créditos

Esta función le permitirá realizar la carga de los archivos de las lecturas de medidores que fueron asignados a los distintos puntos del cronograma de mediciones del periodo. Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción de Carga de Lecturas de Medidores y se le desplegará la siguiente pantalla:



Esta pantalla tiene la particularidad de presentarle tres orejas "Selección de Archivos", "Validación de Datos" y "Proceso de Generación", por default se encuentra seleccionada la oreja "Selección de Archivos" en donde usted podrá seleccionar los archivos a cargar del directorio de su pc donde se encuentran. Como en cualquier aplicación windows seleccione el directorio donde se encuentran los archivos que quiere cargar, una vez seleccionado el archivo dando un clic en el botón "Ver Contenido" se le desplegará la siguiente pantalla:

Fecha	Hora	Valor Med	Valor	Valor	Valor	Valor	Anomalia
05/03/99	11:00	224.85	224.85	222.48	151.53	000.00	
05/03/99	11:15	224.71	224.71	222.36	151.53	000.00	
05/03/99	11:30	224.03	224.03	222.24	151.53	000.00	
05/03/99	11:45	223.81	223.81	222.25	151.53	000.00	
05/03/99	12:00	223.76	223.76	222.25	151.53	000.00	
05/03/99	12:15	223.96	223.96	224.47	151.53	000.00	
05/03/99	12:30	223.47	223.47	224.70	151.53	000.00	
05/03/99	12:45	223.66	223.66	223.95	151.53	000.00	
05/03/99	13:00	224.45	224.45	221.47	151.53	000.00	
05/03/99	13:15	225.94	225.94	224.30	151.53	000.00	
05/03/99	13:30	225.74	225.74	224.30	151.53	000.00	
05/03/99	13:45	224.68	224.68	224.30	151.53	000.00	
05/03/99	14:00	224.83	224.83	223.25	151.53	000.00	
05/03/99	14:15	224.83	224.83	223.25	151.53	000.00	
05/03/99	14:30	224.76	224.76	222.24	151.53	000.00	
05/03/99	14:45	224.76	224.76	222.24	151.53	000.00	
05/03/99	15:00	224.76	224.76	222.24	151.53	000.00	

Dando un clic en el botón “Cancelar” usted vuelve a la pantalla anterior.

A continuación seleccione el archivo a cargar y siga manteniendo apretado el botón izquierdo del mouse y arreste el archivo al cuadro de Archivo Seleccionado, en este momento el sistema validará el formato del archivo a cargar, si el formato es incorrecto entonces el sistema le desplegará un mensaje indicándole la estructura de archivo esperada, no permitiéndole cargar dicho archivo.

En cambio si el formato del archivo fuera correcto entonces dando un clic en la oreja “Validación de Datos”, se desplegará la siguiente pantalla:

Archivo	Período	Cliente	Medidor	Responsable	Fecha Ret.

Registro Actual:

Archivo: c:\ok\Tenzon\EDNA9902.TXT [EDICION]

Período: 1999 Medidor: [Aceptar]

Cliente: [Cancelar]

Responsable del Retiro: en Fecha: [Aceptar]

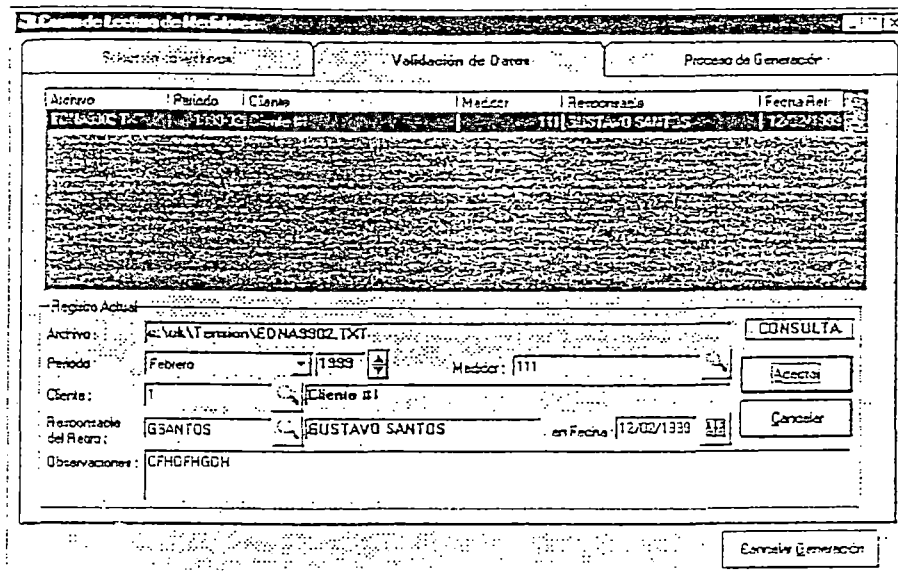
Observaciones:

[Cancelar Generación]

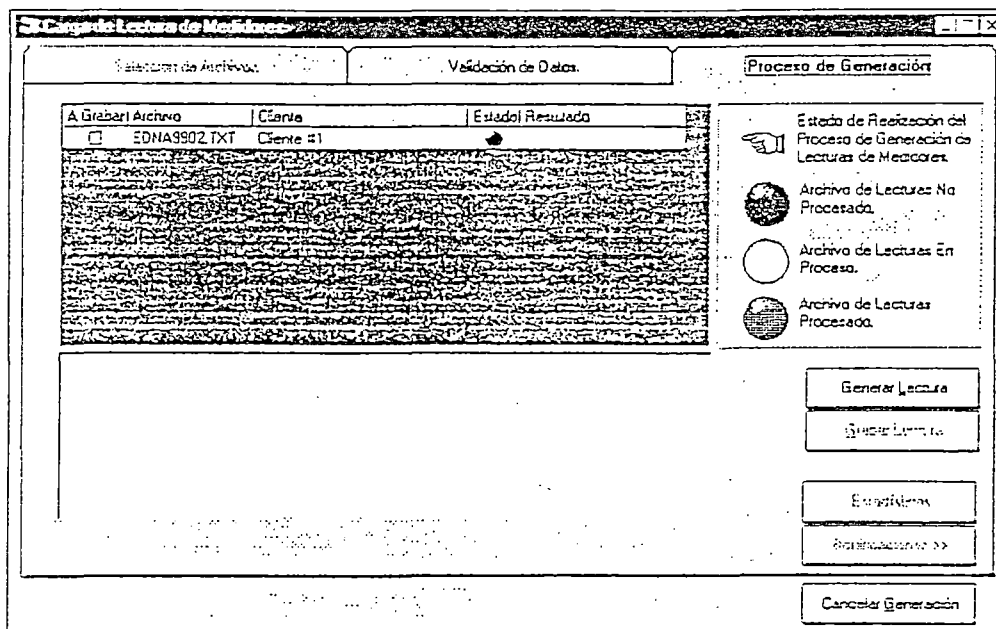
En esta ventana deberá completar los siguientes campos correspondientes al cronograma del periodo que esta procesando:

- Período
- Medidor
- Cliente
- Responsable del Retiro
- Fecha de Retiro
- Observaciones

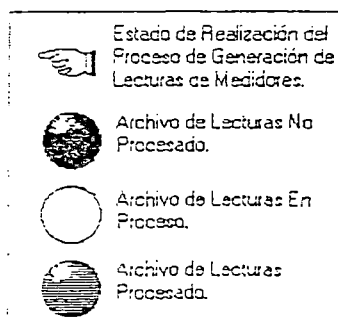
Una vez que haya completado estos datos de un clic en el botón “Aceptar” a continuación el sistema completará los datos ingresados en la grilla, presentándose la pantalla de la siguiente manera:



En estos momentos esta en condiciones de dar un clic a la oreja “Proceso de Generación”, automáticamente el sistema le desplegará la siguiente pantalla:



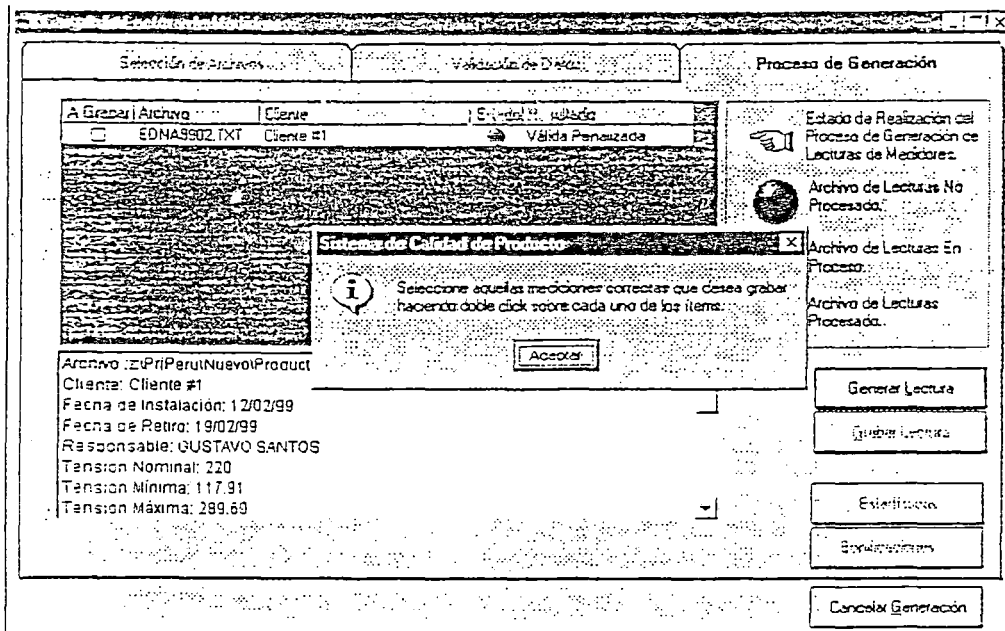
En esta pantalla encontrará todos los archivos de mediciones en condiciones de procesar la lectura, dando un clic en el botón “Generar Lectura” el sistema procesará todos los archivos pasando cada uno de ellos por los distintos estados de proceso, los cuales se encuentran detallados en el siguiente recuadro:



A medida que vaya cambiando de estado el proceso de carga irá cambiando el semáforo de estado de la grilla

A Grabar	Archivo	Ciente	Estado	Resultado
<input type="checkbox"/>	EDNA9902.TXT	Ciente #1		

Cuando el semáforo esta en verde significa que termino el proceso de carga de lectura del archivo, el sistema carga las lecturas de medición en tablas temporales, para que se pueda analizar las lecturas. En la parte inferior de la pantalla se presenta el resultado de la carga como se detalla a continuación:



De un clic al botón de "Aceptar" y volverá a la pantalla anterior, para poder visualizar todo el resultado de la medición desplácese hacia arriba o hacia abajo con la barra vertical que se encuentra a la derecha.

El resultado de la carga de las lecturas de las mediciones se le presenta en el extremo derecho de la grilla del archivo procesado, y los resultados pueden ser los siguientes:

- ❑ La lectura puede resultar "Valida Penalizada", es decir que se registraron desvios de Tensión, y corresponde bonificar a los clientes afectados por la Energía Mal Entregada.
- ❑ La lectura puede resultar una lectura "Valida No Penalizada", es decir, no registró ningún tipo de desvios de Tensión.
- ❑ La lectura puede resultar "Inválida" cuando no cumple con lo determinado por la norma del Osinerg, y el punto de medición es calificado como *No Medido* hasta tanto no se realice una nueva medición.

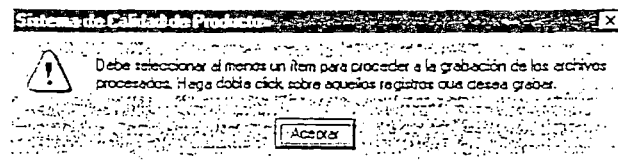
A continuación pasaremos a explicar cuando una lectura es considerada como *válida*:

- El Tiempo Total de la Lectura es mayor a siete (7) días, excepto, cuando se trate de mediciones realizadas por reclamos de Clientes relacionados con la Calidad del Producto Tensión, están pueden tener una duración mínima de tres (3) días.

- La cantidad de intervalos considerados *válidos*, es mayor o igual al 98% del total de los intervalos registrados. De no ser así, es decir, cuando el tiempo total de lectura no alcanza a los mínimos requeridos, o cuando la cantidad de intervalos válidos no supera el 98% del total de las mediciones registradas.
- Si la Lectura es considerada como *válida* y se registraron intervalos con desvíos de tensión fuera de los rangos permitidos, hay que tener en cuenta además el tiempo en que se registraron intervalos de mala calidad. Si este no supera el 3% del Tiempo Total de Lectura, el punto no es penalizado, aunque halla registrado niveles de mala tensión durante algún lapso de tiempo menor.

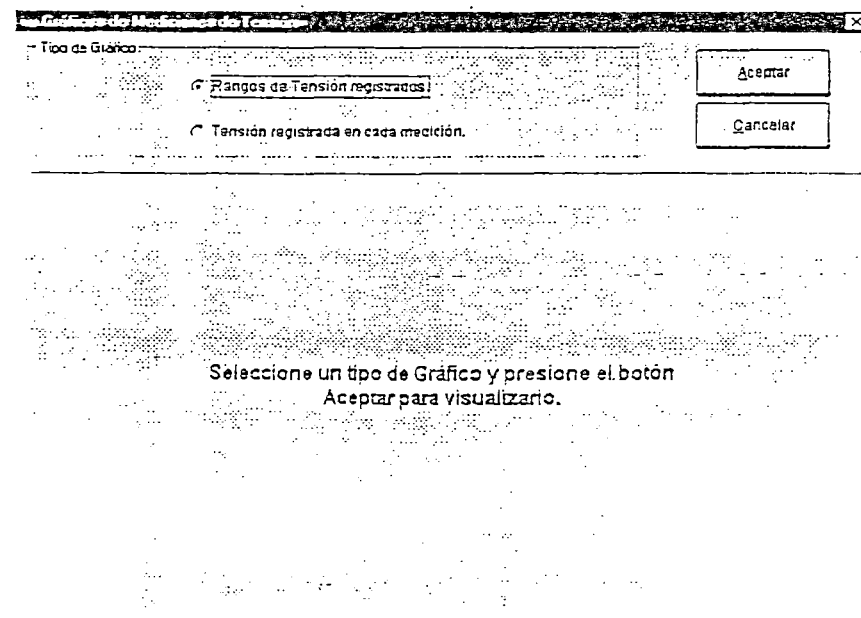
Si una Lectura es considerada como *inválida* también se ingresa a la base de datos como todas las demás, pero se identifica para que no sea tenida en cuenta a la hora de analizar las lecturas penalizadas. De esta manera, el sistema puede brindar información histórica acerca de “todas” las lecturas realizadas, tanto las válidas como las inválidas.

Para grabar la lectura de un doble clic sobre la fila de la grilla en la que se encuentra el archivo a grabar y note que aparecerá un tilde en el check box de la grilla, de no hacerlo de esta manera el sistema le mostrará el siguiente mensaje

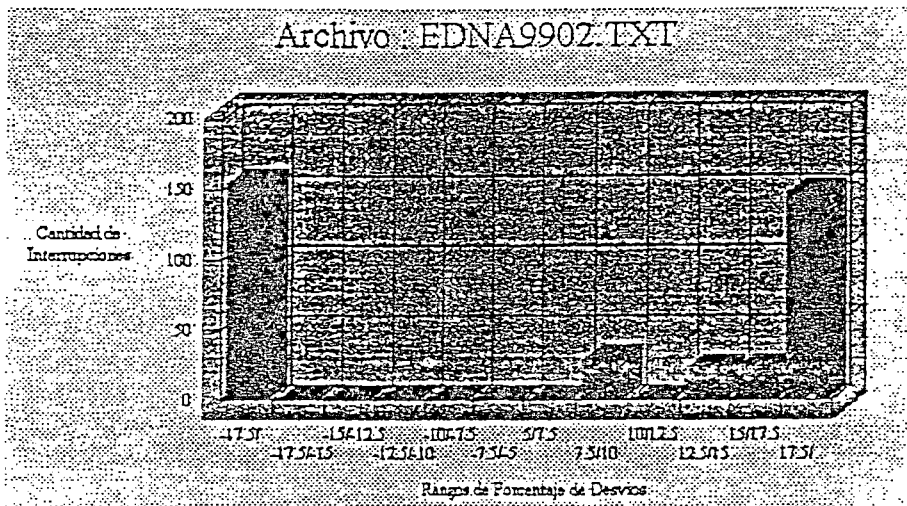


De un clic al botón de Aceptar, y una vez que el archivo este en condiciones de ser grabado de un clic al botón “Grabar Lectura”, el sistema se encargará de grabar las lecturas en la base.

Una vez grabada la lectura de las mediciones se puede analizar el resultado de la carga en forma gráfica. para ello de un clic al botón “Estadísticas” y se desplegará la siguiente pantalla:

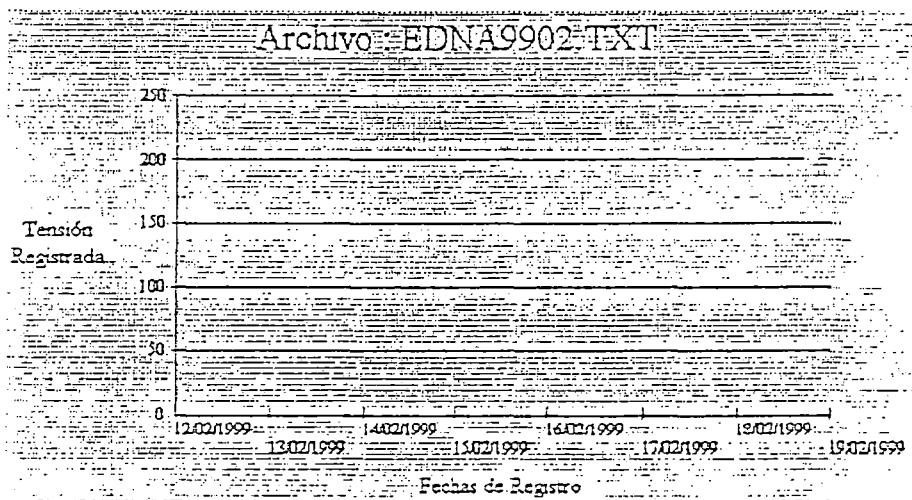


Seleccione un tipo de gráfico entre las dos opciones presentadas, si selecciona “Rangos de Tensión registrados” y da un clic en el botón “Aceptar” el sistema le desplegará el siguiente gráfico:



De un clic al botón “Cancelar” y volverá a la pantalla anterior.

En cambio si selecciona “Tensión registrada en cada medición” el sistema le desplegará este gráfico:



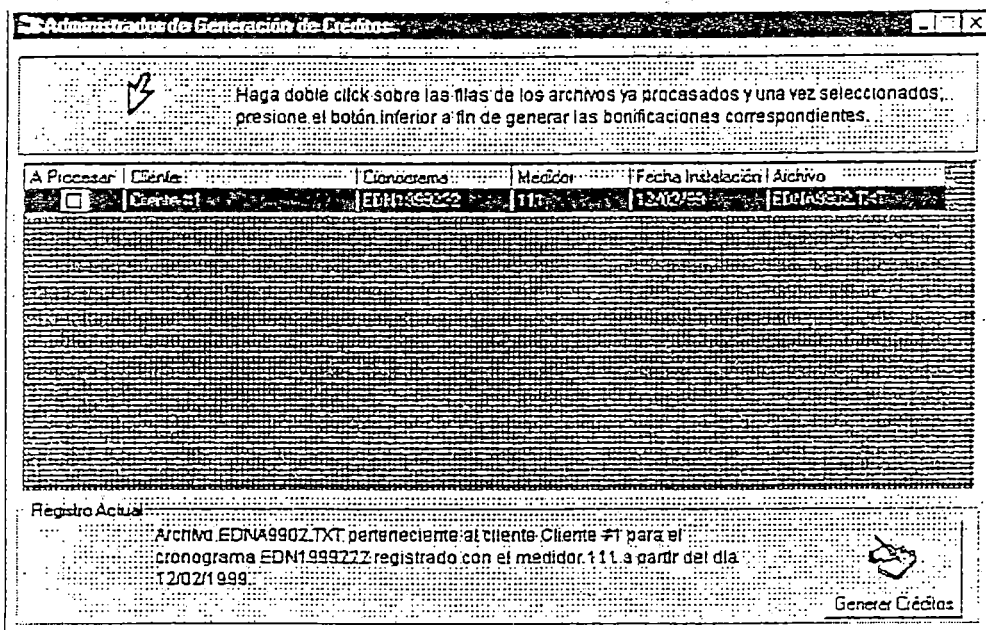
Generación de Créditos

Operativos

- Cronogramas
- Actualización Manual del Cronograma
- Asignación de Medidores a Clientes
- Carga de Lecturas de Medidores

Generación de Créditos

Esta función le permitirá ejecutar el proceso de generación de las compensaciones de los clientes que hayan sido afectados por mala calidad de producto en tensión. Haga un clic con el botón izquierdo del Mouse en la opción "Generación de Créditos" y se le desplegará la siguiente pantalla:



En esta pantalla es desde donde se generan todas las compensaciones de todos los clientes afectados por las mediciones cuando el resultado de la carga sea "Valida Penalizada". Como primer paso de un clic sobre el check box que se encuentra como primera columna de la grilla de todos aquellos archivos para los cuales quiere generar compensaciones. A continuación de un clic al botón de "Generar Créditos" y el sistema automáticamente generará compensaciones para todos aquellos archivos seleccionados. El cálculo se dará por terminado cuando el botón "Generar Créditos" quede deshabilitado.

CALIDAD DE PRODUCTO EVALUACION DE LA TENSION

**Captura de Mediciones y Cálculo
de Compensaciones**

**Características Generales de los
Módulos del Sistema, Procedimientos
de Cálculo y Algoritmos Utilizados**

Lima, marzo de 1999

INDICE GENERAL

1. Módulo de apoyo a los procesos de captura de mediciones y cálculo de Penalizaciones Pag. 3
Administración de los equipos de medición Pag. 3
Medición.....Pag. 4
Remedición.....Pag. 4
Disponible.....Pag. 4
Fuera de Uso.....Pag. 4
Administración de responsables Pag. 4

2. Cronograma de mediciones.....Pag. 5

3. Asignación de equipos de medición a clientes.....Pag. 7

4. Carga de las lecturas.....Pag. 9
Validaciones Anteriores de la Inclusión de las Mediciones a la Base de DatosPag. 9
Controles adicionales durante el proceso de captura de las lecturasPag. 11
Resultado de la lecturaPag. 12
ObservacionesPag. 13
Cálculo de desvíos de tensión para mediciones validas.....Pag. 14
Determinación de los desvíos de tensión.....Pag. 14

5. Cálculo de la penalización.....Pag. 15
Cliente de MAT, AT ó MT. Trifásico.....Pag. 16
Cliente de BT. Monofásico/Trifásico.....Pag. 17
Modo de cálculo de E(p).....Pag. 18

6. Procesos Mensuales.....Pag. 19
Cálculo de penalización a puntos pendientes de re:medición.....Pag. 19
Reglas generales.....Pag. 20
Acreditación mensual de penalizaciones a clientes por desvíos en la ten-
sión.....Pag. 21
Reporte de resultados para el OSINERG.....Pag. 21

1. Módulos de Apoyo a los Procesos de Captura de Mediciones y Cálculo de Penalizaciones

Como apoyo a los Procesos de Captura de Mediciones y Cálculo de Penalizaciones por mala calidad de tensión, el sistema cuenta con los siguientes módulos que sirven de base para:

- Validar la información ingresada a los procesos de carga de mediciones de tensión
- Cálculos de las compensaciones a distribuir entre los clientes afectados.
- Administrar la información histórica de los resultados de las mismas que a su vez son parte de los cálculos realizados

Detalle de los módulos involucrados:

• Administración de los Equipos de Medición

Este módulo permite realizar las altas, bajas y modificaciones de los equipos encargados de registrar las mediciones.

Se incorpora en el alta de un medidor la siguiente información:

- Número de Medidor
- Tipo de Medidor (monofásico ó trifásico)
- Marca/Modelo
- Número Identificador, del rótulo del archivo con el que se graban las mediciones que deberán ser incorporadas a la base de datos para ser procesadas.
- Número de serie del medidor

Además este módulo, dispone de las funciones necesarias para que el Operador pueda consultar el estado actual de cada uno de los Equipos de medición.

Un Medidor, puede encontrarse en cualquiera de los siguientes estados:

- **Medición:** se encuentra asignado a algún cliente.
- **Remedición:** se encuentra asignado a algún cliente cuya última lectura resultó penalizada.
- **Disponible:** No se encuentra asignado a ningún cliente.
- **Fuera de Uso:** No se encuentra asignado a ningún cliente, pero no esta disponible para ser utilizado (roto, robado, de baja, etc.).

Estos estados son administrados de la siguiente forma:

- **Medición**

El sistema automáticamente es el encargado de fijarlo cuando el medidor es asignado a un cliente al cual nunca se lo ha medido, o bien cuando su última medición no se encuentre penalizada.

- **Remedición**

El sistema lo hace automáticamente cuando el medidor es asignado a un cliente y este, registra como penalizada la última medición que se le halla efectuado.

- **Disponible**

Si el estado del Medidor es en Medición o Remedición, el sistema automáticamente cambia el estado del mismo cuando se carga la lectura.

- **Fuera de Uso**

El Operador podrá colocar un medidor como fuera de uso, sólo cuando el estado del mismo sea Disponible.
Cabe la aclaración, que no podrá realizarse la asignación de un medidor a un cliente, cuando el estado del mismo es Fuera de Uso.

Observación:

Los estados de los medidores, Medición, Remedición, Fuera de uso o Disponible, anteriormente detallados, no hacen referencia a los posibles estados de las mediciones, sino que tienen como único objetivo permitir realizar un seguimiento y un control acerca de la situación de cada equipo de medición.

- **Administración de Responsables**

Este módulo permite realizar las altas, bajas y modificaciones de las personas y/o empresas autorizadas para realizar la instalación y retiro de equipos de medición, la información requerida es la siguiente:

- Identificación (número de legajo personal o identificadorio)
- Nombre y Apellido de la persona o Nombre de la Empresa

2. Cronograma de Mediciones

Los puntos a controlarse en cada mes, se seleccionarán de acuerdo a lo indicado por la NTCSE:

Esta selección se realiza aleatoriamente y por nivel de tensión. Para puntos de suministro en MAT, AT y MT esta selección se realiza sólo entre puntos no medidos y en forma proporcional a los clientes de cada sucursal. Una vez que haya completado la medición de todos los puntos, el proceso vuelve a repetirse.

Para el caso de Baja Tensión, los puntos de control de la tensión se seleccionan aleatoriamente y en forma proporcional al tipo de suministro (trifásico/monofásico), y a la cantidad de clientes de cada Sucursal excluyendo el alimentador en BT donde se haya registrado anteriormente un punto de suministro de mala calidad de tensión, aún no superado por EDELNOR, y los puntos ya medidos.

En baja tensión una medición cada 3.000 clientes y en Media Tensión, Alta y Muy Alta Tensión, uno cada 12 clientes

El sistema elabora automáticamente, un detalle de los Clientes a medir teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y generando para cada punto seleccionado, un código, denominado "Número Identificador", que identifica unívocamente a cada medición. Este número está formado de acuerdo a lo descrito en el Anexo 4 de la "Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE".

A este cronograma, se le agregan manualmente, las mediciones que deben realizarse para verificar o desestimar reclamos de clientes ya que éstas se consideraran como mediciones adicionales a los programas regulares de medición, debiendo efectuarse sin modificar a estos últimos y sin contabilizarlas como puntos de medición de dichas campañas. También se incluyen en este grupo las mediciones fallidas del mes anterior. La cantidad de mediciones adicionales no debe superar el 10% del total de las mediciones comprometidas para el mes. Las mediciones que se realizan para comprobar que se ha subsanado una falla (Remediación) no están incluidas en este grupo de mediciones adicionales.

El sistema elabora un informe con este detalle de Clientes a medir que será presentado al OSINERG, una semana antes del inicio del mes de mediciones bajo la estructura de tablas informáticas y con el formato detallado en el Anexo 5 de la "Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos".

El OSINERG podrá variar en cualquier momento este cronograma de mediciones según lo establecido por el numeral 5.5.1 de la NTCSE.

Una vez establecido el cronograma de mediciones definitivo de la campaña, es decir, si OSINERG no emitió observaciones al cronograma de mediciones presentado, se procederá a la realización de la asignación de medidores a cada uno de los puntos de medición que se detallan en el cronograma.

3. Asignación de Equipos de Medición a Clientes

Este módulo tiene como objetivo principal, permitir realizar la asignación de medidores a los puntos de medición correspondientes.

Además permite que los usuarios puedan conocer en todo momento la ubicación de los medidores; el lugar en que se encuentran realizando mediciones, quienes fueron los responsables de cada instalación y asimismo controlar, en el momento de efectuar la asignación, que no se asignen medidores que ya se encuentren asignados a otra ubicación o que estén fuera de uso, así como también permite controlar que no se destinen dos medidores a un mismo punto de medición.

A través de este proceso de asignación el sistema realiza validaciones y controles automáticos que evitan o minimizan los posibles errores que puedan producirse en el momento de realizar la carga de las lecturas y por consecuencia en el cálculo de la penalización. Por lo tanto, antes de realizar la carga de lecturas, es necesario, que se haya realizado la asignación del medidor de Tensión al punto de Medición. De no ser así, el sistema no permite la realización de la carga de las mediciones.

Para llevar a cabo la asignación de un medidor a un Cliente, el Operador deberá ingresar los siguientes datos:

- Confirmación de Fecha prevista de instalación
- Responsable de la Instalación
- Fecha tentativa de retiro
- Tensión Nominal del punto a medir

De esta manera, el sistema puede realizar las siguientes validaciones:

- Que el cliente al que se le va asignar un medidor, ya no tenga un medidor asignado
- Que el medidor que se va disponer para realizar la medición, este disponible, es decir, que no se encuentre realizando mediciones o remediciones a otro cliente ni que esté fuera de uso.
- Que el Tipo de Medidor (Trifásico/Monofásico) se corresponda con el tipo de cliente. El tipo de Cliente, se obtendrá a partir de información entregada por el Sistema Comercial.

Si el Tipo de Medidor no se corresponde con el tipo de Cliente, no puede realizarse la asignación.

Una vez ingresados estos datos, y realizada la asignación, el sistema detecta e informa al Operador, si el cliente en cuestión es un punto en el que

se va realizar una medición o una remediación, analizando las posibles mediciones anteriores realizadas al cliente. Una vez determinada la condición de lectura a realizar, el sistema cambia también el estado del medidor a Medición o Remediación según corresponda.

4. Carga de las lecturas

- **Validaciones Anteriores de la Inclusión de las Mediciones a la Base de Datos.**

Una vez realizada la asignación de los medidores a los puntos de medición correspondientes, se está en condiciones de cargar las lecturas. El procedimiento para la carga de las lecturas tomadas en el cliente se detalla a continuación:

Se reciben del terreno los equipos registradores con los datos de las lecturas realizadas por cada uno de los equipos de medición. A Osinerg se remitirá vía correo electrónico en los plazos establecidos los archivos correspondientes a estas lecturas.

El Operador del sistema para procesar la/s lectura/s recibida/s selecciona los archivos correspondientes de los directorios convenidos. En el momento en que da comienzo a la carga de la lectura, el sistema solicita la incorporación de los siguientes datos:

- Identificación del Cliente sobre el que se realizó la medición
- Identificación del equipo que realizó la medición
- Responsable del retiro del equipo de medición

A partir de esta información, y antes de proceder con la carga de la lectura, el sistema realiza automáticamente las siguientes validaciones, confrontando los datos ingresados con la información guardada en la base de datos:

- Se valida que el código de identificación del cliente ingresado exista en la tabla correspondiente
- Se valida que el Código del Equipo de Medición ingresado exista en la tabla correspondiente
- Se verifica que el equipo de toma de Mediciones se encuentre asignado a ese cliente.
- Que el nombre del responsable esté incorporado en la tabla de personal autorizado

Si cualquiera de estas condiciones no se cumple, el sistema no permite continuar con la carga de la lectura en la base de datos hasta tanto no se corrijan las inconsistencias detectadas.

Verificados los datos correspondientes a la identificación de la lectura, se procede a controlar la validez del archivo que contiene dicha lectura.

La estructura de los archivos de mediciones monofásicas es la siguiente.

Equipo Nro: 00000011
 Intervalo: 5
 Día inicio: 03/08/98
 Hora inicio: 09:06:00

Fecha	Hora	Valor Med.	Valor Max.	Valor Min.	Valor Arm.	Valor Flick	Anormalidad
03/08/98	09:10:00		094.42	094.42	094.42	000.00	000.00 A
03/08/98	09:15:00		197.21	224.11	153.36	000.00	000.00 A
03/08/98	09:20:00		224.44	224.90	224.11	000.00	000.00
03/08/98	09:25:00		223.98	224.97	223.32	000.00	000.00

Equipo Nro: 00002398
 Intervalo: 5
 Día inicio: 12/09/98
 Hora inicio: 19:06:00

Fecha	Hora	Valor Med.	Valor Max.	Valor Min.	Valor Arm.	Valor Flick	Anormalidad
12/09/98	19:10:00		094.42	094.42	094.42	000.00	000.00 A
12/09/98	19:15:00		197.21	224.11	153.36	000.00	000.00 A
12/09/98	19:20:00		224.44	224.90	224.11	000.00	000.00
12/09/98	19:25:00		223.98	224.97	223.32	000.00	000.00

Ante la presencia de estos casos, por seguridad, el sistema controla, antes de cargar las mediciones, la cantidad de lecturas a guardar en el archivo que se intenta cargar. Por lo tanto, si se detecta la presencia de mas de una lectura en el archivo que se está procesando, se pone en aviso de esta situación al Operador encargado de la carga de mediciones; a través de un detalle de todas las lecturas encontradas en el archivo y se solicitará su confirmación antes de proceder con la carga.

Respecto de los medidores trifásicos para Clientes de MT, AT y MAT los mismos tendrán el siguiente formato

Equipo Nro: PN000224
 Intervalo: 15
 Tensión: 220 V
 Corriente: 5 Amp
 Día inicio: 18/03/99
 Hora inicio: 08:54
 Factor de Corrección: 100.000000
 Factor de Corrección: 10.000000

Fecha	Hora	FASE R			Anormalidad Cte.	FASE S			FASE T		
		Energía Med.	Arm. Max.	Flick Min.		Med.	Max.	Min.	Cte.	Med.	Max
19/03/99	13:00	5214.81	5214.81	5214.81	002.39	5181.04	5181.04	5181.04	001.78	5182.97	5182.97
	5:52:37	001.31	0008.663	04.53%	00.305		A				

19/03/99	13:15	10194.96	10325.33	9784.30	002.50	10109.51	10245.51	9740.36	002.51	10131.84	10274.90
	9683.12	001.91	0011.015	02.11%	00.256						
19/03/99	13:30	10260.15	10325.33	10208.00	002.47	10174.27	10219.61	10115.98	002.46	10203.37	10274.90
	10144.84	001.92	0010.938	02.16%	00.311						
19/03/99	13:45	10260.15	10305.78	10201.46	002.53	10161.32	10226.08	10096.56	002.51	10196.87	10255.39
	10144.84	001.98	0011.114	02.44%	00.339						
19/03/99	14:00	10227.56	10299.26	10168.89	002.49	10128.94	10200.18	10044.74	002.50	10157.85	10229.38
	10079.81	001.95	0010.992	02.50%	00.327						
19/03/99	14:15	10208.00	10299.26	10103.70	002.49	10122.46	10213.13	10005.89	002.57	10157.85	10258.40
	10047.30	001.97	0009.935	02.32%	00.333						
19/03/99	14:30	10247.11	10338.37	10149.33	003.71	10148.37	10251.99	10044.74	004.37	10183.86	10287.91
	10099.32	003.12	0019.763	02.37%	00.313						
19/03/99	14:45	10247.11	10305.78	10168.89	002.81	10154.84					

En los archivos históricos se mantienen los valores reales tomados en cada medición.

- **Controles Adicionales Durante el Proceso de Ingreso de las Lecturas**

Durante el proceso de ingreso de las mediciones, se llevan a cabo los siguientes controles, para evitar la carga y por consecuencia posterior calculo de penalización de mediciones incorrectas:

a) *Fechas ascendentes*

Se verifica que la fecha y hora de realización de cada medición de la lectura, sean ascendentes, por lo tanto se considera como mediciones incorrectas aquellas en las que la fecha sea decreciente, o sea igual a la medición anterior.

b) *Registro de medición marcado con la letra A.*

Se produce en casos en los cuales el medidor fue desenergizado o energizado y la inercia provoca que se tomen mediciones que se sabe no pueden ser lógicas en la red eléctrica. El sistema del equipo de medición permite que estas mediciones no se tengan en cuenta en el cálculo final marcando a estas con una letra A en el registro. Lo mismo ocurre cuando las tensiones son iguales a cero. Las mediciones en las cuales las tensiones son iguales a cero, se ignoran para el calculo de la Calidad de Producto.

Por lo tanto, el proceso de carga de mediciones, identifica antes de procesar en cada medición que la ultima letra del registro, no sea la A, que las tensiones no sean iguales a cero y que la fecha de la medición sea ascendente con respecto a la medición anterior.

Si se llegará a detectar alguno de estos casos, se identifica a esta medición de una manera especial, y es guardada junto con las otras mediciones de la lectura, pero no es tenida en cuenta para el calculo de la penalización.

Marcas

Los registros (intervalos) se marcan de la siguiente forma cuando se detectan algunas anomalías, de esta manera estas pueden ser identificadas para otros controles:

- A Todos los registros que contengan la letra A
- F Todos los registros en las que se detecten problemas de fechas
- T Todos los registros en las que la Tensión sea igual a cero.

Consideraciones

Los intervalos que tengan alguno de estas marcas, serán consideradas como *intervalos inválidos*, y por lo tanto que no se les realizará el cálculo de desvío de la tensión, ni son tenidas en cuenta como un intervalo para el resumen final de la lectura.

Los intervalos que no tengan ninguna de las marcas anteriores, son llamadas como *intervalos válidos*.

• Resultado de la Lectura

La Medición realizada puede resultar una Lectura Válida o Inválida.

La lectura es considerada como *válida* de acuerdo a lo determinado por la NTSCE cuando:

- El Tiempo Total de la Lectura es mayor o igual a siete (7) días, (excepto, cuando se trate de mediciones realizadas por reclamos de Clientes relacionados con la Calidad del Producto, estas pueden tener una duración mínima de tres (3) días.)
- La cantidad de intervalos considerados *válidos*, es mayor o igual al 98% del total de los intervalos registrados.

De no ser así, es decir, cuando el tiempo total de lectura no alcanza a los mínimos requeridos, o cuando la cantidad de intervalos válidos no supera el 98% del total de la medición registrada, la medición es considerada como *Medición Fallida*, y el punto de medición es calificado como *Fallido*, hasta tanto no se realice una nueva medición.

Si la Lectura es considerada como *válida* y se registraron intervalos con desvíos de tensión fuera de los rangos permitidos, hay que tener en cuenta además el tiempo en que se registraron intervalos de mala calidad. Si este no supera el 3% del Tiempo Total de Lectura, el punto no es penalizado, aunque halla registrado niveles de mala tensión durante algún lapso de tiempo menor.

Pero, en el caso que el Tiempo de los registros de tensión fuera de las tolerancias permitidas sea mayor al 3% del Tiempo Total de la misma, la Medición es considerada como *Medición Penalizada* y el punto está penalizado. En estos casos, por lo tanto, corresponde compensar a los clientes afectados.

La medición puede resultar "Valida Penalizada", es decir que se registraron desvíos de Tensión, y corresponde compensar a los clientes afectados por la Energía de Mala Calidad (EMC) o bien, puede resultar una lectura "Valida No Penalizada", es decir, no registró ningún tipo de desvíos de Tensión.

Observación:

Si una Medición es considerada como *inválida* también se ingresa a la base de datos como todas las demás, pero se identifica para que no sea tomada en cuenta a la hora de analizar las mediciones penalizadas.

De esta manera, el sistema puede brindar información histórica acerca de "todas" las mediciones realizadas, tanto las válidas como las inválidas.

La información que se guarda es la siguiente:

- Identificación del Cliente (punto medido)
- Identificación del equipo de Medición
- Fecha y hora de instalación del equipo (fecha y hora de la primera Medición)
- Número de Cliente
- Responsable del retiro del medidor
- Tensión mínima registrada en la lectura
- Tensión máxima registrada en la lectura
- Tiempo total de lectura (intervalos válidos)
- Tiempo de mala medición
- Cantidad de Intervalos con mala calidad por sobretensión.
- Cantidad de Intervalos con mala calidad por subtensión.
- Cantidad de Intervalos con buena calidad
- Cantidad de Intervalos con tensiones iguales a cero
- Cantidad de mediciones no válidos (intervalos marcados con la letra A – Mediciones con problemas en la fecha)
- Indicación si la lectura es válida, si no lo fuera se reserva el motivo asociado.

Cálculos de Desvíos de Tensión para mediciones válidas

Durante este proceso de carga, se debe determinar los períodos en que la tensión se aparta de los valores permitidos y el porcentaje del desvío para poder así calcular la penalización, si es que corresponde.

Los períodos de medición son de 15 minutos (período $k = 15$ minutos) y la tensión medida en ese intervalo para Sistemas Monofásicos es un único valor proveniente del medidor, en cambio, para Sistemas Trifásicos, la tensión medida por los equipos son tres valores, uno por cada fase.

- **Determinación de los Desvíos de Tensión**

El sistema lee las mediciones del archivo generado por los equipos de medición. Para cada una de ellas controla el nivel registrado por la tensión y calcula el nivel de la variación para *Sistemas Monofásicos* de acuerdo a la siguiente formula:

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N * 100 \%$$

Donde V_N es la tensión Nominal del Punto que se está midiendo.

Donde V_k es el valor eficaz de la tensión del punto medido.

Una vez obtenida la variación de la tensión registrada por la medición, se está en condiciones de determinar si la medición resulto penalizada o no de acuerdo al siguiente análisis:

- Si: $[-5 \leq \Delta V_k (\%) \leq +5]$ cuando se trate de clientes urbanos NO penaliza
- Si: $[-5 > \Delta V_k (\%) > +5]$ cuando se trate de clientes urbanos penaliza
- Si: $[-7.5 \leq \Delta V_k (\%) \leq +7.5]$ cuando se trate de clientes no urbanos NO penaliza
- Si: $[-7.5 > \Delta V_k (\%) > +7.5]$ cuando se trate de clientes no urbanos penaliza

El tipo de cliente, es decir, la característica de Urbano, Rural o Urbano/Rural, está determinado a partir de un atributo del Cliente en el Sistema Comercial, de esta manera, en el momento del cálculo de la multa se utilizará este valor para establecer que límite de tolerancia se utilizará.

- Cliente de Baja Tensión (Monofásico/Trifásico): en este caso hay que considerar, por un lado, los intervalos en los que se registro sobretensión, y compensa a los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados aguas arriba del punto medido, incluido el cliente donde se hizo la medición.

Por otro lado, los intervalos en los que se registro subtenisión se compensa a los suministros monofásicos y/o trifásicos ubicados aguas abajo del punto medido, incluido el cliente donde se efectuó la medición.

Observación:

Para determinar los clientes de baja tensión, aguas arriba y aguas abajo del punto de medición penalizado, se tendrá en cuenta el estado de la red eléctrica en el momento en que se realiza la instalación del medidor en el cliente. Este procedimiento será puesto en marcha en el momento en que se complete totalmente la identificación de todos los Clientes de EDELNOR sobre el sistema de información georeferencial (GIS).

Para establecer la compensación que le corresponde a cada uno de los clientes afectados, es necesario contar con el consumo mensual total de energía de cada cliente.

El consumo total por cliente para cada mes, es transmitido para cada cliente desde el sistema comercial.

Este archivo cuenta con la siguiente información:

- Sistema
- Identificación del Cliente
- Tarifa
- Valor de Consumo Mensual

El mecanismo para determinar la penalización de cada medición es realizado de la siguiente manera:

A. Cliente de MAT, AT o MT.

1. Se toma el desvío de los intervalos penalizados.
2. Se aplica para cada intervalo penalizado la siguiente formula:

$$\text{Compensación en [u\$s]} = \sum_p \{ a [\text{u\$s/kwh}] * A_p * E(p) [\text{kwh}] \}$$

Donde:

P = Cantidad de intervalos penalizados

A_p / a = Valor fijado por la norma de acuerdo a la etapa que se esté evaluando y el desvío detectado en la medición.

$E(p)[kwh]$ = Es la energía en kwh suministrada durante el período p obtenida del mismo equipo registrador trifásico.

Este valor acumulado, es la compensación que le corresponde al cliente por recibir energía con mala calidad.

Se guarda en la tabla de Créditos a Clientes la siguiente información:

- Período al que corresponde la compensación.
- Identificación del cliente al que se le debe realizar la compensación.
- Código del equipo que realizó las lecturas
- Fecha de Instalación del equipo

De esta manera, puede identificarse la procedencia de cada uno de los créditos que le correspondan a cada cliente.

B. Cliente de Baja Tensión. Monofásico/Trifásico

1. Se toman todos los intervalos de la lectura que hayan resultado penalizados por sobretensión.
2. Si existen estos intervalos se reserva el cliente que fue medido, y se buscan todos los clientes que se encuentren aguas arriba del mismo. (Esto se realiza en el momento de la asignación del medidor en el sistema y se implementará cuando el 100% de los Clientes estén incorporados al Sistema Geográfico).
3. Se busca para cada cliente encontrado, su consumo en la tabla de consumos suministrada por el Sistema comercial y su valor estimado de consumo en cada período de quince minutos. (según la Séptima Disposición Final).
4. Se toman de a uno los clientes encontrados y por cada uno de ellos se recorren los intervalos seleccionados (los que registraron desvíos por sobretensión). Para cada intervalo se aplica la siguiente fórmula.

$$\text{Compensación en [u\$s]} = \sum_p \{ a \text{ [u\$s/kwh]} * A_p * E(p) \text{ [kwh]} \}$$

Donde:

- P = Cantidad de Intervalos con desvíos
- A_p / a = Valor fijado por la norma de acuerdo a la etapa que se esté evaluando y el desvío detectado en la medición
- $E(p) \text{ [kwh]}$ = Es la energía en kwh suministrada durante el período p : Séptima Disposición.

Este valor acumulado, será la compensación que le corresponde al cliente por recibir energía con mala calidad.

El monto de compensación correspondiente al cliente medido, es guardado en la tabla de Créditos a Clientes, junto con: el período al que corresponde la medición, el Código del medidor, y la fecha de instalación del equipo.

De esta manera, puede identificarse la procedencia de cada uno de los créditos que le correspondan a cada cliente:

5. Una vez procesados todos los clientes afectados por sobreten- sión, se repiten los pasos del 1 al 4, para los clientes afectados por subtensión , buscando todos los clientes aguas abajo desde e incluido el punto medido con igual criterio de aplicación que el establecido en el punto 2.
6. La penalización total correspondiente a la lectura procesada, es la resultante de sumarizar la compensación correspondiente a cada uno de los clientes afectados.
Este valor, es guardado junto con la información de resumen de la medición.

Modo de Cálculo de $E(p)$

$E(p)$ es la energía suministrada durante el intervalo p en el cual se violan las tolerancias establecidas Para calcular este valor, que forma parte de la fórmula para determinar la bonificación correspondiente a cada cliente, según la Séptima Disposición, se procede de la siguiente manera:

$$\text{Intervalos Mensuales} = ((60 / \text{duración intervalo}) * 24) * \text{Cantidad días del mes}$$

$$\text{Energía Suministrada} = (\text{Consumo cliente} / \text{Intervalos mensuales}) * \text{Intervalos con desvíos}$$

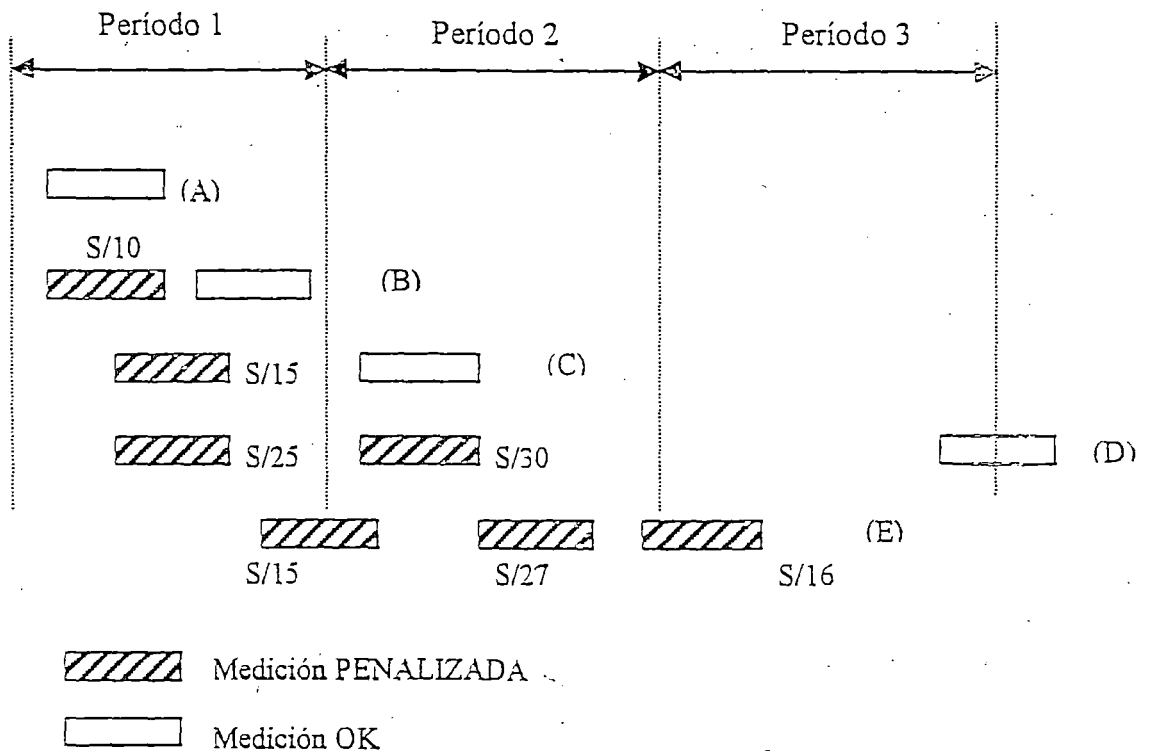
Este cálculo de energía se realiza para cada uno de los tipos de rangos.

6. Procesos Mensuales

o Cálculo de Compensación a puntos pendientes de remediación

Mensualmente es necesario establecer cuáles son los puntos que registraron penalización y que no fueron remediados; o que si bien fueron remediados, la nueva medición volvió a ser penalizada; ya que por estos puntos EDELNOR deberá seguir compensando a los clientes hasta que se realice una medición que registre desvíos de tensión dentro de los rangos permitidos.

Supongamos los siguientes casos de mediciones y remediciones:



- (A) No se compensa al Cliente
- (B) Finalizado el Período 1 se compensa al Cliente con S/10
- (C) Finalizado el Período 1 se compensa al Cliente con S/15
- (D) Finalizado el Período 1 se compensa al Cliente con S/25, finalizado el Período 2 se lo compensa con S/30, finalizado el Período 3 se lo vuelve a compensar con S/30, a partir del siguiente Período no se compensa.
- (E) Finalizado el Período 1 no se lo compensa, finalizado el Período 2 se lo compensa con la suma de ambas penalizaciones (S/42), finalizado el Período 3 se lo compensa con S/16 y así en todos los Intervalo subsiguientes hasta tanto se demuestre con una medición completa que la misma este OK.

Reglas Generales:

- Para considerar una medición dentro de un Período la misma debe haberse terminado en dicho Período.
- Si una medición inicia y finaliza en Períodos diferentes la misma será considerada en el Período donde finaliza la medición.
- Hasta tanto se verifique que una medición penalizada fue corregida con una remediación que no penaliza se compensará al Cliente Período a Período con la última compensación que recibió el Cliente, salvo que exista una comunicación expresa del Cliente informando que acepta la calidad del producto que se le está entregando. En dicho caso la última medición se considera sin penalización.

Los procedimientos a realizar para determinar mensualmente, el monto y los clientes a compensar por puntos pendientes de remediación son los siguientes:

1. Se toman todas las últimas lecturas penalizadas para el período anterior al actual que hallan registrado penalizaciones
2. Para cada una de ellas se controlará si fueron remediadas en el período actual
3. Para las que no fueron remediadas, se volverá a pagar a los clientes afectados la compensación correspondiente a la medición penalizada.
4. Para las que hallan sido remediadas y la remediación también resultó penalizada, se paga por la multa surgida de la última remediación realizada en el período.
5. Para los que hayan sido remediados y la remediación no registró penalización, no se bonificará a los clientes ya que la medición demostró que los niveles de tensión están dentro de los rangos previstos en la norma.

Para el caso en que se debe volver a pagar una multa por falta de remediación, el procedimiento a aplicar será el siguiente:

1. Se toma de la tabla de Créditos aquellos clientes afectados por la medición penalizada. Se insertan nuevamente estos registros en la tabla de créditos a clientes pero para el Período actual.

- **Acreditación Mensual de Compensaciones a Clientes por Desvíos en la Tensión**

Por mes (período), se debe generar un archivo con la bonificación correspondiente a cada cliente, que será enviado al sistema comercial para la inclusión en la factura correspondiente.

El diseño del archivo a transferir con los créditos correspondientes a cada cliente será el siguiente:

- Sistema Origen
- Identificación del cliente
- Tarifa del cliente
- Monto a compensar
- Fecha de generación
- Número de Período
- Número de Expediente OSINERG
- Número de Resolución OSINERG

Este Archivo es generado a partir de la información existente en la tabla Créditos. El proceso para su generación se detalla a continuación:

1. Se acumulan por cliente todas las compensaciones existentes en la tabla de Créditos (compensaciones por mediciones + compensaciones por remediciones) para el período que se está procesando.
2. Se genera para ese cliente el registro correspondiente que se escribe en el archivo que será transferido al sistema comercial.
3. Para realizar la conversión de moneda (Dólares Estadounidenses a Soles) se utilizará como factor de conversión el tipo de cambio al primer día hábil del período en evaluación.

- **Reporte de Resultados para el OSINERG**

Una vez finalizada la campaña de mediciones del mes, el sistema prevé la generación de los reportes, requeridos por el OSINERG y detallados en la Base Metodológica.

Estos reportes deben ser presentados dentro de los primeros veinte (20) días del mes siguiente a la finalización de la campaña. El detalle de los mismos se muestra a continuación:

- Un primer reporte de todas las mediciones efectuadas, en forma de tablas informáticas que se detallan en el Anexo N° 6 de las Bases metodológicas.

edelnor

***INFORME CONSOLIDADO DE MEDICIONES PARA
EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO –
DICIEMBRE 2002***

Preparado por:

Sección Calidad de Producto Técnico
Subgerencia Operaciones y Calidad de Servicio
EDELNOR S.A.A.



20 de Enero del 2003

1.- TENSION.....	4
1.1.-CALCULO DETALLADO DE LAS COMPENSACIONES EVALUADAS PARA CLIENTES	4
1.2 DETALLES DE MEDICIONES EFECTUADAS EN CAMPAÑA	5
1.3.- TIPOS DE PUNTOS DE MEDICION CRONOGRAMADOS	11
1.4.- TIPOS DE PUNTOS DE MEDICION EFECTUADOS	12
1.5.- ACCIONES TOMADAS PARA LEVANTAR MALA CALIDAD DEL PRODUCTO	13
1.6.- DETALLE DE MEDICIONES ALTERNATIVAS - CALIDAD DE PRODUCTO TENSION	15
2.- PERTURBACIONES	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.1.- CÁLCULO DETALLADO DE COMPENSACIONES EVALUADAS PARA UN CLIENTE ELEGIDO ALEATORIAMENTE	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.1.1 Cálculo de Compensación por Armónicos para un cliente elegido aleatoriamente.	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.1.2 Cálculo de Compensación por Flicker para un cliente elegido aleatoriamente;	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.2.- TIPOS DE PUNTOS DE MEDICION CRONOGRAMADOS;	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.3.- TIPOS DE PUNTOS DE MEDICION EFECTUADOS ..;	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.5.- ACCIONES TOMADAS O POR ADOPTARSE PARA EL LEVANTAMIENTO DE LA MALA CALIDAD DE PERTURBACIONES.	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.6.- CAUSAS QUE ORIGINARON MEDICIONES FALLIDAS.;	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.-ALUMBRADO PUBLICO.....	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.1 COPIA DE LOS REGISTROS DE MEDICIÓN DEL SEMESTRE;	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.2 MODELOS MATEMÁTICOS. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO, PROGRAMAS, ETC., QUE SE REQUIERAN PARA VERIFICAR EL CÁLCULO DE INDICADORES Y COMPENSACIONES.	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.3 EL CÁLCULO DE INDICADORES DE CALIDAD	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.3.1 Indicador de Calidad: ILUMINANCIA.....	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.3.2 Indicador de Calidad: LUMINANCIA	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.4 EL CÁLCULO DE LAS COMPENSACIONES PAGADAS A SUS CLIENTES	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.5 UN RESUMEN DE LAS COMPENSACIONES PAGADAS A SUS CLIENTES	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
3.6 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 LAS COMPENSACIONES.	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>

1.- TENSION

1.1.-CALCULO DETALLADO DE LAS COMPENSACIONES EVALUADAS PARA CLIENTES

Para el cálculo detallado de compensaciones con cronograma EDN02122EDN1B0, utilizamos la fórmula establecida en la NTCSE:

$$C = \sum_p a \cdot A_p \cdot E_{(p)}$$

1. - Para el cliente con número de suministro: 1154560

Consumo para el mes de Diciembre $E_{(p)}$ (kWh): 29.00

Factor de compensación unitaria a , tercera etapa: 0.05US\$/kWh

Para la tercera etapa: 100% del monto calculado.

Los registros del parámetro tensión, presenta dentro de la tabla del indicador V_p (%), la siguiente distribución, para definir el factor de proporcionalidad A_p :

Indicador ΔV_p (%)	Distribución de Registros fuera de Banda
$5.0 < \Delta V_p (%) \leq 7.5$	576
$7.5 < \Delta V_p (%) \leq 10.0$	54
$10.0 < \Delta V_p (%) \leq 12.5$	0
$12.5 < \Delta V_p (%) \leq 15$	0
$15 < \Delta V_p (%) \leq 17.5$	0
$ \Delta V_p (%) > 17.5$	0

Luego procedemos a calcular la compensación para el cliente de la siguiente manera:

El consumo mensual del cliente lo llevamos a consumos para cada intervalo de medición (de 15 minutos):

Nº días mes: 31

Nº horas día: 24

Nº Intervalos de 15' en 1 hora: 4

Mínutos de contingencia en el suministro: 2

Luego la energía por cada 15' es: $29.00 * 15 / ((31 * 24 * 60) - (2)) = 0,009745$

Del cuadro se observan 576 registros con desviaciones en la banda de 5.0 a 7.5 % a los que corresponde el $A_p = 1$, la suma de estos factores es: 576.

Para registros con desviaciones mayores al 7.5 % corresponden 54 registros de A_p cuyos valores fluctúan desde 2.045 a 2.6363 la suma de estos factores es: 120.

La suma total de estos factores es: 696

Para obtener el valor de la compensación, la suma total de los valores de A_p son multiplicados por el factor unitario de compensación y por el valor de energía por cada 15' obteniéndose:

Compensación: $696 * 0.05 * 1.0 * 0.0097450 = US \$ 0,339$

Compensación Total Campaña: Tensión Diciembre 2002

*Monto Compensado en US \$/: 22 494.493

1.2 DETALLES DE MEDICIONES EFECTUADAS EN CAMPAÑA

Sucursal Colonial

1. Los suministros (Básicos) del cronograma de Diciembre que se detallan a continuación originaron mediciones en clientes alternativos:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Causas
1.	704120	704121	Cliente se negó a la instalación del equipo en su predio.
2.	296324	901394	Cliente ausente del predio.
3.	4840	1766868	Cliente ausente del predio.
4.	368688	1811572	Cliente ausente del predio.

2. Los suministros (Básicos) que se detallan a continuación son considerados fallidos:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Causas
1.	56236		Error operativo, equipo no registró una fase.
2.	85225		Error en el registro de energía.
3.	302801		Error en el registro de energía.
4.	308489		Error en el registro de energía.
5.	340050		Error en el registro de energía.
6.	554301		Error en el registro de energía.

3. Mediciones efectuadas en Diciembre para reemplazar mediciones fallidas del mes de Noviembre:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Resultados y Causas
1.	25956		Válida penalizable, sobre v subtenión.
2.	88905		Válida no penalizable.
3.	199084		Válida no penalizable.
4.	361384		Válida no penalizable.
5.	922238		Válida no penalizable.
6.	998189		Válida no penalizable.
7.	1049312		Válida penalizable, subtenión.
8.	1679430		Válida no penalizable.

Suministro 261901 Quimpac:

Se ha procedido a eliminar de la base de mediciones por NTCSE las mediciones realizadas en Noviembre y Diciembre del 2002 correspondientes al cliente libre QUIMPAC, debido a que este dejó de ser cliente de Edelnor desde Enero del 2001, fecha en que pasó a ser cliente de Edegel y actualmente desde Mayo 2002 es cliente de San Gabán.

4. Se efectuaron en Diciembre las siguientes remediciones de penalizables de meses anteriores:

Item	N° de Sumin. Cronograma	N° de Sumin. Alternativo	Resultados y Causas
1.	1191		Válida no penalizable.
2.	30324		Válida penalizable, sobretensión.
3.	55880		Válida no penalizable.
4.	57144		Válida penalizable, sobretensión.
5.	71158		Válida no penalizable.
6.	148284		Válida penalizable, sobretensión.
7.	154287		Válida penalizable, sobretensión.
8.	267806		Válida penalizable, sobre y subtensión.
9.	303825		Válida no penalizable.
10.	367422		Válida no penalizable.
11.	378073		Válida penalizable, subtensión.
12.	384570		Válida penalizable, sobretensión.
13.	565820		Válida penalizable, sobretensión.
14.	607150		Válida no penalizable.
15.	770640		Válida no penalizable.
16.	861126		Válida no penalizable.
17.	1081119		Válida no penalizable.
18.	1095621		Válida penalizable, sobretensión.
19.	1100316		Válida penalizable, sobretensión.
20.	1130880		Válida no penalizable.
21.	1146075		Válida no penalizable.
22.	1147482		Válida no penalizable.
23.	1149200		Válida no penalizable.
24.	1159536		Válida no penalizable.
25.	1171020		Válida no penalizable.
26.	1315701		Válida no penalizable.
27.	1324190		Válida no penalizable.
28.	1325772		Válida no penalizable.
29.	1608647		Válida penalizable, sobretensión.
30.	1626494		Válida no penalizable.
31.	1692184		Válida no penalizable.

Sucursal Precursores

1. Los suministros (Básicos) del cronograma de Diciembre que se detallan a continuación originaron mediciones en clientes alternativos:

Item	N° de Sumin. Cronograma	N° de Sumin. Alternativo	Causas
1.	64780	59502	Cliente ausente, medidor interno.
2.	2776	500531	Cliente ausente, medidor enrejado.

2. Los suministros (Básicos) que se detallan a continuación son considerados fallidos:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Causas
1.	84720		Equipo no registró valores de tensión.
2.	117361	-	Equipo no registró valores de tensión.
3.	340963		Equipo no registró valores de tensión.
4.	1729265		Equipo no comunica con PC.

3. Mediciones efectuadas en Diciembre para reemplazar mediciones fallidas del mes de Noviembre:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Resultados y Causas
1.	1300376		Válida no penalizable.

4. Se efectuaron en Diciembre las siguientes remediciones de penalizables de meses anteriores:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Resultados y Causas
1.	16899		Válida penalizable, subtensión.
2.	67792		Válida no penalizable.
3.	111195		Válida no penalizable.
4.	119306		Válida no penalizable.
5.	121077		Válida no penalizable.
6.	140160		Válida no penalizable.
7.	187748		Válida penalizable, subtensión.
8.	251278		Válida penalizable, subtensión.
9.	257565		Válida penalizable, sobretensión.
10.	392860		Válida no penalizable.
11.	432820		Válida no penalizable.
12.	531240		Válida no penalizable.
13.	534105		Válida no penalizable.
14.	599726		Válida penalizable, sobretensión.
15.	603258		Válida penalizable, subtensión.
16.	637706		Válida no penalizable.
17.	672706		Válida no penalizable.
18.	675350		Válida penalizable, sobretensión.
19.	839926		Válida no penalizable.
20.	854166		Válida penalizable, subtensión.
21.	905417		Válida no penalizable.
22.	957012		Válida penalizable, sobretensión.
23.	1051577		Válida no penalizable.
24.	1091340		Válida no penalizable.
25.	1164751		Válida no penalizable.
26.	1332477		Válida no penalizable.
27.	1334221		Válida penalizable, sobretensión.
28.	1695650		Válida no penalizable.
29.	1719501		Válida penalizable, sobretensión.

Sucursal Panamericana

1. Los suministros (Básicos) del cronograma de Diciembre que se detallan a continuación originaron mediciones en clientes alternativos:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Causas
1.	16788	96601	Cliente titular ausente.
2.	952966	107748	Cliente titular se negó a instalación de equipo.
3.	318576	635133	Cliente titular ausente.
4.	19955	951275	Cliente titular ausente.
5.	1310800	1306822	Cliente titular se negó a instalación de equipo.
6.	1322805	1322806	Cliente titular ausente.

2. Los suministros (Básicos) que se detallan a continuación son considerados fallidos:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Causas
1.	506790		Cliente desconectó equipo registrador.
2.	552900		Equipo no registró valores de tensión.
3.	670549		Cliente desconectó equipo registrador.
4.	678125		Registro incorrecto de energía.
5.	726120		Cliente desconectó equipo registrador.
6.	985644		Cliente desconectó equipo registrador.
7.	1319760		Equipo registrador desconfigurado.

3. Mediciones efectuadas en Diciembre para reemplazar mediciones fallidas del mes de Noviembre:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Resultados de Medición
1.	406391		Válida no penalizable.
2.	445110		Válida no penalizable.
3.	516800		Fallida, cliente se negó a instalación de equipo registrador.
4.	935688		Válida no penalizable.
5.	1759766		Válida Penalizable. sobretensión.
6.	1793081		Válida no penalizable.

4. Se efectuaron en Diciembre las siguientes remedaciones de penalizables de meses anteriores:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Resultados de Medición
1.	312418		Válida no penalizable.
2.	392040		Válida no penalizable.
3.	454308		Válida penalizable. sobretensión.

4.	455971		Válida no penalizable.
5.	468846		Válida no penalizable.
6.	468882		Válida penalizable, sobretensión.
7.	504545		Válida no penalizable.
8.	505164		Válida no penalizable.
9.	533827		Válida no penalizable.
10.	545664		Válida no penalizable.
11.	576150	576152	Válida no penalizable, alternativo debido a que el suministro titular se encontró desmantelado.
12.	609000		Válida no penalizable.
13.	609284		Válida no penalizable.
14.	643648		Válida no penalizable.
15.	656528		Válida no penalizable.
16.	656923		Válida no penalizable.
17.	657216		Válida no penalizable.
18.	657773		Válida penalizable, subtensión.
19.	658032		Válida no penalizable.
20.	658078		Válida no penalizable.
21.	658112		Válida no penalizable.
22.	658122		Válida no penalizable.
23.	692865		Válida penalizable, subtensión.
24.	722400		Válida no penalizable.
25.	749619		Válida no penalizable.
26.	759525		Válida no penalizable.
27.	761759		Válida no penalizable.
28.	795828		Válida penalizable, subtensión.
29.	821967		Válida no penalizable.
30.	840384		Válida no penalizable.
31.	892909		Válida no penalizable.
32.	1020064		Válida no penalizable.
33.	1040292		Válida no penalizable.
34.	1078368		Válida no penalizable.
35.	1084356		Válida no penalizable.
36.	1116432		Válida no penalizable.
37.	-1143726		Válida no penalizable.
38.	1166102		Válida no penalizable.
39.	1191996		Válida no penalizable.
40.	1333129		Válida no penalizable.
41.	1644260		Válida no penalizable.
42.	1710108		Válida no penalizable.
43.	1711776		Fallida, cliente desconectó equipo registrador
44.	1720768		Válida penalizable, sobretensión.
45.	-1749080		Válida no penalizable.
46.	1792049		Válida no penalizable.
47.	1843569		Válida no penalizable.

Sucursal Norte

1. Los suministros (Básicos) que se detallan a continuación son considerados fallidos:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Causas
1.	1508125		Equipo desconfigurado registra valores anormales de tensión.
2.	1566859		Error en los valores de energía registrados.
3.	1629440		Error de hora consignada por el equipo.

2. Mediciones efectuadas en Diciembre para reemplazar mediciones fallidas del mes de Noviembre:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Resultados de Medición
1.	1515808		Válida no penalizable.
2.	1546008		Válida no penalizable.
3.	1550736		Válida no penalizable.
4.	1642032		Válida no penalizable.
5.	1654260		Equipo no generó archivo binario.

3. Se efectuaron en Diciembre las siguientes remediciones de penalizables de meses anteriores:

Item	Nº de Sumin. Cronograma	Nº de Sumin. Alternativo	Resultados de Medición
1.	1534752		Valido penalizable. sobresubtensión.

1.3.- TIPOS DE PUNTOS DE MEDICION CRONOGRAMADOS

A.- MEDICIONES BASICAS SELECCIONADAS ALEATORIAMENTE

<i>Parámetro</i>	<i>Baja Tensión</i>	<i>Media Tensión</i>	<i>Alta Tensión</i>	<i>Total</i>
<i>Tensión</i>	289	69		358

B.- REQUERIDOS POR EL OSINERG

<i>Parámetro</i>	<i>Baja Tensión</i>	<i>Media Tensión</i>	<i>Alta Tensión</i>	<i>Total</i>
<i>Tensión</i>				0

C.- REPETICION DE MEDICIONES FALLIDAS DE MES ANTERIOR

<i>Parámetro</i>	<i>Baja Tensión</i>	<i>Media Tensión</i>	<i>Alta Tensión</i>	<i>Total</i>
<i>Tensión</i>	17	4		21

D.- REMEDICIONES PARA LEVANTAR MALA CALIDAD

<i>Parámetro</i>	<i>Baja Tensión</i>	<i>Media Tensión</i>	<i>Alta Tensión</i>	<i>Total</i>
<i>Tensión</i>	108	0		108

1.4.- TIPOS DE PUNTOS DE MEDICION EFECTUADOS

A.- MEDICIONES BASICAS SELECCIONADAS ALEATORIAMENTE

<i>Parámetro</i>	<i>Baja Tensión</i>	<i>Media Tensión</i>	<i>Alta Tensión</i>	<i>Total</i>
<i>Tensión</i>	289	69		358

Número de mediciones de tensión en puntos próximos alternativos: 12

B.- REQUERIDOS POR EL OSINERG

<i>Parámetro</i>	<i>Baja Tensión</i>	<i>Media Tensión</i>	<i>Alta Tensión</i>	<i>Total</i>
<i>Tensión</i>				0

Número de mediciones de tensión en puntos próximos alternativos: 0

C.- REPETICION DE MEDICIONES FALLIDAS DE MES ANTERIOR

<i>Parámetro</i>	<i>Baja Tensión</i>	<i>Media Tensión</i>	<i>Alta Tensión</i>	<i>Total</i>
<i>Tensión</i>	17	4		21

Número de mediciones de tensión en puntos próximos alternativos: 0

D.- REMEDICIONES PARA LEVANTAR MALA CALIDAD

<i>Parámetro</i>	<i>Baja Tensión</i>	<i>Media Tensión</i>	<i>Alta Tensión</i>	<i>Total</i>
<i>Tensión</i>	108	0		108

Número de mediciones de tensión en puntos próximos alternativos: 01

1.5.- ACCIONES TOMADAS PARA LEVANTAR MALA CALIDAD DEL PRODUCTO

Se indican únicamente las acciones tomadas en los casos específicos donde se han solucionado los problemas de tensión. No se puede indicar a priori las acciones a tomar en los casos que aun no se han solucionado.

Item	Sucursal	Suministro	Alternativo	Acción
01.	Colonial	1191		RT.
02.	Colonial	55880		RT.
03.	Colonial	71158		RT.
04.	Colonial	305825		RT.
05.	Colonial	367422		RT.
06.	Colonial	607150		RT.
07.	Colonial	770640		RT.
08.	Colonial	861126		RT.
09.	Colonial	1081119		RT.
10.	Colonial	1130880		OTROS.
11.	Colonial	1146075		RT.
12.	Colonial	1147482		RT.
13.	Colonial	1149200		RT.
14.	Colonial	1159536		RT.
15.	Colonial	1171020		RT.
16.	Colonial	1315701		RT.
17.	Colonial	1324190		RT.
18.	Colonial	1325772		OTROS.
19.	Colonial	1626494		RT.
20.	Colonial	1692184		RT.
21.	Precursores	67792		OTROS.
21.	Precursores	111195		OTROS.
22.	Precursores	119306		RT.
23.	Precursores	121077		OTROS.
24.	Precursores	140160		OTROS.
25.	Precursores	392860		RT.
26.	Precursores	432820		RT.

27.	Precursores	531240		RT.
28.	Precursores	534105		OTROS.
29.	Precursores	637706		RT.
30.	Precursores	672706		RT.
31.	Precursores	839926		RT.
32.	Precursores	905417		OTROS.
33.	Precursores	1051577		RT.
34.	Precursores	1091340		OTROS.
35.	Precursores	1164751		OTROS.
36.	Precursores	1332477		RT.
37.	Precursores	1695650		RT.
38.	Panamericana	312418		RT.
39.	Panamericana	392040		RF.
40.	Panamericana	455971		RT.
41.	Panamericana	468846		RT.
42.	Panamericana	504545		RF.
43.	Panamericana	505164		RF.
44.	Panamericana	533827		RT.
45.	Panamericana	545664		RT.
46.	Panamericana	576150	576152	RT.
47.	Panamericana	609000		RT.
48.	Panamericana	609284		RT.
49.	Panamericana	643648		RT.
50.	Panamericana	656528		RT.
51.	Panamericana	656923		RT.
52.	Panamericana	657216		RT.
53.	Panamericana	658032		RT.
54.	Panamericana	658078		RT.
55.	Panamericana	658112		RT.
56.	Panamericana	658122		RT.
57.	Panamericana	722400		RT.
58.	Panamericana	749619		RT.
59.	Panamericana	759525		RT.
60.	Panamericana	761759		RT.

61.	Panamericana	821967		RT.
62.	Panamericana	840384		RF.
63.	Panamericana	892909		RT.
64.	Panamericana	1020064		BA.
65.	Panamericana	1040292		BA.
66.	Panamericana	1078368		RT.
67.	Panamericana	1084356		RF.
68.	Panamericana	1116432		RT.
70.	Panamericana	1143726		RT.
71.	Panamericana	1166102		RT.
72.	Panamericana	1191996		RT.
73.	Panamericana	1333129		RT.
74.	Panamericana	1644260		RT.
75.	Panamericana	1710108		RF.
76.	Panamericana	1749080		RF.
77.	Panamericana	1792049		RT.
78.	Panamericana	1843569		RT.

1.6.- DETALLE DE MEDICIONES ALTERNATIVAS - CALIDAD DE PRODUCTO
TENSION

Sucursal	Suministro Cronogramado	Suministro Alternativo	Ubicación
Colonial	704120	704121	SED: 07254C, Llave: 03 y Alimentador: P-18.
Colonial	296324	901394	SED: 00627S, Llave: 03 y Alimentador: P-23.
Colonial	4840	1766868	SED: 07583C, Llave: 03 y Alimentador: P-29.
Colonial	368688	1811572	SED: 00730S, Llave: 06 y Alimentador: T-22.
Precursores	64780	59502	SED: 06410C, Llave: 01 y Alimentador: Q-03.
Precursores	2776	300531	SED: 00164S, Llave: 02 y Alimentador: Q-04.
Panamericana	16788	96601	SED: 02784A, Llave: 01 y Alimentador: PP-04.
Panamericana	952966	107748	SED: 07922C, Llave: 02 y Alimentador: CH-23.
Panamericana	576150	576152	SED: 02022A, Llave: 02 y Alimentador: V-06.

<i>Panamericana</i>	<i>318576</i>	<i>635133</i>	<i>SED: 02221A, Llave: 01 y Alimentador: CH-20.</i>
<i>Panamericana</i>	<i>19955</i>	<i>951275</i>	<i>SED: 04453A, Llave: 04 y Alimentador: CH-05.</i>
<i>Panamericana</i>	<i>1310800</i>	<i>1306822</i>	<i>SED: 03607A, Llave: 02 y Alimentador: V-04.</i>
<i>Panamericana</i>	<i>1322805</i>	<i>1322806</i>	<i>SED: 03612A, Llave: 01 y Alimentador: CH-24.</i>

ANEXO 5

- Última modificación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- Mediciones de Tensión realizadas durante las campañas de medición.
- Manual del Regulador de Tensión en la Red Primaria.

**ULTIMA MODIFICACION
DE LA NTCSE**

DS N° 040-2001-EM

17 DE JULIO DEL 2001

NUMERO REGISTRO	NOMBRE COMERCIAL	ELABORADOR	PROCEDECENCIA	IMPORTADOR	FECHA DE REGISTRO
F.07.3.117.J	POUR METRIN PLUS	LABORATORIOS VON FRANKEN S.A.I.C.	ARGENTINA	QUIMICA SUIZA S.A.	20 de junio del 2001
B.01.2.1.344.I	HEPATITIS (HCl)	LABORATORIO AV-MEX S.A. DE C.V.	MEXICO	TECNOLOGIA QUIMICA Y COMERCIO S.A.	20 de junio del 2001
F.07.8.120.N	BUTICK 10 CE	LABORATORIOS DE PRODUCTOS VETERINARIOS S.R.L. - PROVET	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F.03.1.379.I	GENTAMYCIN 100	ANUPCO (ANGLIAN NUTRITION PRODUCTS COMPANY)	REINO UNIDO	LABORATORIOS BIOMONT S.A.	20 de junio del 2001
F.03.4.378.I	ANFLOX GOLD	ANUPCO (ANGLIAN NUTRITION PRODUCTS COMPANY)	REINO UNIDO	LABORATORIOS BIOMONT S.A.	20 de junio del 2001
F.03.1.380.J	CALMICINA 200 C.L.	LABORATORIOS CALIER S.A.	ESPAÑA	J HINTZE S.A.	20 de junio del 2001
F.22.4.039.I	PROMOTOR L	LABORATORIOS CALIER S.A.	ESPAÑA	J HINTZE S.A.	20 de junio del 2001
F.03.1.381.I	OXMICINA L.A.	INVEISA INTERNACIONAL S.A.	ESPAÑA	REPRESENTACIONES BARU S.A.	20 de junio del 2001
F.08.4.189.N	REAMISOL 98% POLVO SOLUBLE	REANA ELRLTDA.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F.08.4.188.N	REAMISOL 230 mg TABLETAS	REANA ELRLTDA.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F.01.4.230.N	REAVIT B (Comarbo B) con Factor tiazico	REANA ELRLTDA.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F.03.5.382.I	MASTILEX	INDUSTRIAL VETERINARIA S.A.	ESPAÑA	REPRESENTACIONES BARU S.A.	20 de junio del 2001
A.01.6.546.N	RICOCAT PAVO SELECCIONADO	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
A.01.5.545.N	CAMBO ADULTO SUPER PREMIUM	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	20 de junio del 2001
F.03.1.383.I	SULFATRIM 240 Solucion Inyectable	ANUPCO (ANGLIAN NUTRITION PRODUCTS COMPANY)	REINO UNIDO	LABORATORIOS BIOMONT S.A.	20 de junio del 2001
F.09.1.048.N	IVERPLUS	LABORATORIO HOFARM S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
F.01.2.231.I	SINTOX	ANILAT S.R.L.	ARGENTINA	VETERQUIMICA PERU S.A.C.	25 de junio del 2001
F.09.1.049.I	IVERM LA	LABORATORIOS GALMEDIC	PARAGUAY	AGROPERUANA S.A.	25 de junio del 2001
F.26.4.069.I	KEMBOND	KEMIN INDUSTRIES, INC.	E.E.UU.	VETERQUIMICA PERU S.A.C.	25 de junio del 2001
F.08.4.190.I	PANACUR PLUS (Comaromidas)	INTERVET S/A	BRASIL	INTERVET S.A.	25 de junio del 2001
F.09.1.050.N	RIVERM AP	LABORATORIOS RETAPSA	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
A.01.6.552.N	CANAMOR PAVO E HIGADO	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
A.01.6.551.N	CANAMOR HIGADO Y POLLO	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
A.01.5.550.N	CANAMOR ADULTO	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
A.01.5.549.N	CANAMOR CORDERO Y ARROZ	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
A.01.6.553.N	CANAMOR SARDINA Y POLLO	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
A.01.5.554.N	CANAMOR CARNE E HIGADO DE RES	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
A.01.5.555.N	CANAMOR CACHORRO	RINTI S.A.	NACIONAL	(PRODUCTO NACIONAL)	25 de junio del 2001
B.01.2.7.345.I	AFTOGAN 2 ml	EMPRESA COLOMBIANA DE PRODUCTOS VETERINARIOS S.A.	COLOMBIA	BANG S.A.	28 de junio del 2001
B.01.2.7.346.I	BOVILIS AFTOVACIN OLEOSA BIVALENTEE 01 y A24	INTERVET S.A. FORTALEZA, BRASIL	BRASIL	INTERVET S.A.	28 de junio del 2001

Regístrese, comuníquese y publíquese.

OSCAR DOMINGUEZ FALCON
Director General
Dirección General de Sanidad Animal
Servicio Nacional de Sanidad Agraria

27244

ENERGÍA Y MINAS

Modifican la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

DECRETO SUPREMO
N° 040-2001-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

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 (NTCSE), a fin de

garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno; siendo modificada por los Decretos Supremos N° 009-99-EM, de fecha 10 de abril de 1999, N° 013-2000-EM, de fecha 27 de julio de 2000 y N° 017-2000-EM, de fecha 18 de setiembre de 2000;

Que, habiéndose presentado problemas de interpretación con la aplicación supletoria de la NTCSE, se ha visto conveniente aclarar los alcances de esta Norma en lo referente a los suministros sujetos al régimen de libertad de precios;

Que, la experiencia recogida durante el período de vigencia de la NTCSE, ha permitido tener un mejor conocimiento de los niveles de calidad en nuestros sistemas eléctricos y de los inconvenientes para una mejor aplicación de la misma, la cual ha hecho necesario reformular las tolerancias adecuándolas a la realidad de los

sistemas nacionales; así como las compensaciones, estableciendo la aplicación gradual de las mismas para que no atenten contra la estabilidad económica de las empresas, y la revisión de aspectos técnicos y legales que coadyuven a una mejor aplicación de la Norma, entre otros;

Que, habiéndose encontrado incompatibilidad técnica en la aplicación de criterios al parámetro perturbaciones, se ha considerado conveniente suspender la aplicación de la NTCSE en lo referente a este parámetro, teniendo en cuenta que el Ministerio de Energía y Minas, a la brevedad conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su aplicación más adecuada en nuestro mercado eléctrico;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Modifícanse el numeral III (Alcances), el inciso d) del Artículo 3.1. los Artículos 3.3, 3.5, 4.3, la Tabla N° 1 del Artículo 5.1.3, el ítem i) del Artículo 5.2.4, los Artículos 5.2.6, 5.3.7, 5.4.8, 6.1.3, 6.1.5, 6.1.8, los dos últimos párrafos del Artículo 6.1.10, el Artículo 6.2.7, el ítem i) del inciso d) del Artículo 7.1.3, el Artículo 7.1.5, el inciso b) del Artículo 7.2.3, los Artículos 7.3.4, 7.3.5, 7.4.6, 8.1.4, 8.2.8 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, los que quedan redactados de la forma siguiente:

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

"3.1....

d) Pagar a su Cliente dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor y otras situaciones debidamente justificadas y sustentadas ante la Autoridad; estos casos serán tratados conforme a la Tercera Disposición Final de la presente Norma.

e) ..."

Se agrega el siguiente párrafo final al numeral 3.3:

"3.3 ...

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

"3.5 En caso de transferencias de energía en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar, a través de un análisis estrictamente técnico, a los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro; y, en quince (15) días calendario de ocurrido el hecho elevará a la Autoridad el respectivo informe, técnicamente sustentado, para que los miembros responsables efectúen las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. La Autoridad fiscalizará el fiel cumplimiento de este plazo en función de su competencia, definida en el Título Cuarto de la presente Norma y aplicando otros numerales que crea conveniente. Tratándose de casos en los que: i) El Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema resulte responsable, asume responsabilidad el encargado de dicha función; ii) Sea difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen responsabilidad solidaria, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible."

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

"5.1.3 ...

Tabla N° 1

Indicador $\Delta V, (\%)$	Todo Servicio A_1	Red. Sec. Rural* A_2
$5.0 < \Delta V, (\%) \leq 7.5$	1	NA
$7.5 < \Delta V, (\%) $	$2 + (\Delta V, (\%) - 7.5)$	NA
$7.5 < \Delta V, (\%) \leq 10.0$	NA	1
$10.0 < \Delta V, (\%) $	NA	$2 + (\Delta V, (\%) - 10)$

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

A_1 , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

NA: No Aplicable.

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

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

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

Compensaciones por Variaciones Sostenidas = $\sum b \cdot B_1 \cdot E(q)$ (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_1 .- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador Δf_1 (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 2

Δf_1 (%)	B_1
$0.6 < \Delta f_1 (\%) \leq 1.0$	1
$1.0 < \Delta f_1 (\%) $	$2 + (\Delta f_1 (\%) - 1) \cdot 0.1$

B_1 , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

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

Compensaciones Por Variaciones Súbitas = $b' \cdot B_2 \cdot P_m$ (Fórmula N° 7)

Donde:

b'.- Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:

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

B_2 .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia ($N_{v.s.}$) que transgreden las tolerancias durante el Período de Medición, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla Nº 3

N_{vsf}	B_d
$1 < N_{vsf} \leq 3$	1
$3 < N_{vsf}$	$2 + (N_{vsf} - 3)$

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

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

Compensaciones Por Variaciones

Diarias = $\sum_{d \text{ mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d$ Fórmula Nº 8)

Donde:

- d.- Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.
- b'' .- Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:

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

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

Tabla Nº 4

M_{vdf} (ciclos)	B_d
$600 < M_{vdf} \leq 900$	1
$900 < M_{vdf} $	$3 + (M_{vdf} - 900)/100$

B_d se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

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

"5.3.7 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

- En uno (1) por cada cincuenta (50) 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 Nº 6

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flicker	Armónicas
Con más de 500.000 clientes	18	18
Con 100.001 a 500.000 clientes	9	9
Con 10.001 a 100.000 clientes	5	5
Con 501 a 10.000 clientes	2	2
Con 500 clientes o menos	-	-

"5.4.8 Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad, la siguiente información:

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus Clientes.

- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador entre todos los afectados, por cada parámetro que haya resultado de mala calidad, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

- Los registros de las lecturas efectuadas sobre Flicker, Armónicas y Energía Suministrada por cada período de medición, organizados de la siguiente manera:

- Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.
- Perturbaciones por Flicker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad."

Entregar a la Autoridad dentro de las primeras 18 horas de culminada la medición o retirado el equipo, copia de los registros de dichas mediciones, en formato propio del equipo."

"6.1.3 Indicadores de la Calidad de Suministro.-

La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

N = Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones / semestre).

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$D = \sum (K_i \cdot d_i)$; (expresada en: horas)
 (Fórmula Nº 13)

Donde:

- d_i : Es la duración individual de la interrupción i.
- K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento : $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas* por mantenimiento : $K_i = 0.50$
- Otras : $K_i = 1.00$

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

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

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada
 $K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, las cuales se rigen según lo dispuesto en los numerales 6.1.8, 6.1.9 y la Décimo Tercera Disposición Final de la Norma."

“6.1.5 Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como urbano-rural y rural, incrementar para ambos la tolerancia del Número de Interrupciones por Cliente (N') en 50% y la tolerancia de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') en 100% para el servicios urbano-rural y 250%, para el servicio rural.”

“6.1.8 Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente no Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Compensaciones Por Interrupciones = e • E • ENS (Fórmula N° 14)

Donde:

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

- Primera Etapa: e = 0.00
- Segunda Etapa: e = 0.05 US\$/kWh
- Tercera Etapa: e = 0.35 US\$/kWh

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

$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$ (Fórmula N° 15)

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

ENS : Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$ENS = ERS / (NHS \cdot \sum d_i) \cdot D_i$ (expresada en kWh) (Fórmula N° 16)

Donde:

- ERS : Es la energía registrada en el semestre.
- NHS : Es el número de horas del semestre.
- $\sum d_i$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

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

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

Donde:

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

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

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

Donde:

- N_i : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con un decimal de aproximación.
- D_i : Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el Suministrador "i", con dos decimales de aproximación.
- N, D : Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de compra-venta correspondiente, en el semestre de control.
- N', D' : Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión del punto de compra-venta correspondiente.

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

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

Compensaciones Por Rechazo de Carga = e • E_r • ENS (Fórmula N° 16-C)

Donde:

- e : Es la compensación unitaria ya establecida en este mismo numeral.
- E_r : Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia (N_{RCF}) y la Duración Total (expresada en horas) de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia ($D_{RCF} = \sum d_i$) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 6-A

N_{RCF}	E_r
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1
$2 < N_{RCF}$	$1 + (N_{RCF} - 2)/4 + (D_{RCF} - 0.15)/0.15 (*)$

E_r se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

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

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

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

$ENS_r = \sum (ENS_{rj})$ (Fórmula N° 16-D)

Tal que:

$ENS_{rj} = (P_j \cdot d_j / \sum (P_u \cdot d_u)) \cdot ENS_{Tj}$ (Fórmula N° 16-E)

Donde:

- ENS_k : Es la Energía Teóricamente No Suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual (d_i) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.
- P_k : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga y debe ser proporcionada por el sistema SCADA.
- d_i : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Los subíndices:

- "k": Representa a cada interrupción por rechazo de carga.
- "i": Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

ENST_k: Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía como la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se haya transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final, durante el semestre de control. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones."

Se sustituyen los dos últimos párrafos del numeral 6.1.10:

"6.1.10 ...

Para las mediciones a que se hace referencia en los puntos b) y c), donde no existan o en tanto no se hayan instalado equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo: i) A través del registro de llamadas telefónicas de clientes afectados; y/o, ii) A través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto; y/o, iii) A través del análisis de cualquier otro registro del cliente o suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

Los suministradores y clientes proveen a la autoridad, a requerimiento de ésta, la información sustentatoria para cada caso."

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

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resúmenes de las compensaciones a ser pagadas con montos totalizados;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, entre todos los afectados con mala calidad del suministro, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.

Además, dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad registros de las interrupciones, en medio magnético."

"7.1.3 ...

d) Reclamaciones por errores de medición/facturación:

- i. Presentada la reclamación por errores de facturación, el Suministrador está obligado a informar al reclamante sobre la atención de la misma, en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles.
- ii. ...

"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 ésta se debe registrar toda la información referente a la atención del Suministrador.

Los Suministradores deben presentar a la Autoridad, un informe mensual sobre los pedidos y reclamaciones recibidos, en un plazo máximo de veinte (20) días calendario, después de concluido el mes en el que se produjeron. En este informe debe constar la cantidad de pedidos y reclamaciones del mes correspondiente, diferenciados por causa y de acuerdo a lo requerido por la Autoridad, con los tiempos medios de atención y/o resolución de los mismos. El Suministrador debe presentar conjuntamente con lo anterior, un registro informático detallado, para los casos en los cuales se han excedido los plazos establecidos para la atención o solución del inconveniente, indicando los datos de los Clientes afectados, motivos de las reclamaciones, tiempos transcurridos hasta la solución de los problemas y motivos que originan las demoras."

"7.2.3 ...

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

Asimismo, el Suministrador debe mantener en cada centro de atención comercial, un "Libro de Observaciones" foliado y rubricado por la Autoridad, donde el Cliente puede anotar sus observaciones, críticas o reclamaciones con respecto al servicio. A pedido de la Autoridad, el contenido de estos libros debe ser remitidos por el Suministrador, de la manera requerida por ella y con la información ampliatoria necesaria."

"7.3.4 Penalidades.- Las transgresiones de la tolerancia establecida o incumplimientos de la Norma se sancionan por cada período de control de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente."

"7.3.5 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados por la entidad competente y aprobados por la Autoridad.

La Autoridad dispone una evaluación semestral de la Precisión de Medida de la Energía Facturada. Para ello, se deben programar mediciones de inspección mensuales en una muestra estadística de medidores, divididos en estratos representativos sobre el universo de sus clientes en función a: i) opción tarifaria, ii) marca; y, iii) antigüedad de los medidores. La muestra debe comprender, por lo menos, lo siguiente:

Tabla Nº 7

Cientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Suministros por Muestra Mensual
Con más de 500,000 Cientes	150
Con 100,001 a 500,000 Cientes	50
Con 10,001 a 100,000 Cientes	36
Con 10,000 clientes o menos	12

Esta muestra es propuesta por el Suministrador ante la Autoridad, pudiendo ésta efectuar las modificaciones que considere necesarias y variar el tamaño de la muestra hasta en un 10%, a fin de asegurar la representatividad sobre el respectivo estrato."

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

- Copias de los registros del semestre anterior en medio magnético;
- La información requerida por la Autoridad para la evaluación de la calidad del Servicio Comercial."

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

"8.1.4 Las compensaciones se calculan en función de la energía facturada al Cliente por concepto de Alumbrado Público, durante el período de control a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

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

Donde:

g : Es la compensación unitaria por Alumbrado Público deficiente:

$$g = 0.01 \text{ US\$/kWh}$$

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

Tabla N° 8

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

EAP: Es la Energía o el equivalente en energía expresado en kWh, que el cliente paga por concepto de Alumbrado Público, en promedio, en un mes del semestre en el que se verifican las deficiencias."

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

- Resumen del cálculo de los indicadores de calidad;
- Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus Clientes;
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador, entre todos los afectados, donde se muestre paso a paso la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones."

Además, dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad registros de las mediciones."

Artículo 2°.- Adiciónense cuatro Disposiciones Transitorias:

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

"Primera.- Se aplicarán gradualmente las compensaciones por mala calidad de suministro a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:

- Zona de concesión de Lima: 50% de los montos calculados para los dos primeros semestres, 100% del monto calculado a partir del tercer semestre.
- Zona de concesión fuera de Lima: 30% del monto calculado para el primer semestre, 60% de los montos calculados para el segundo y tercer semestre, 100% a partir del cuarto semestre."

"Segunda.- Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la Norma, de la siguiente manera:

Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y, 100% del monto calculado a partir del tercer trimestre Tercera Etapa.

Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado a partir del segundo semestre de la Tercera Etapa."

"Tercera.- Por el período de un (1) año contado desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo para el factor G a que se refiere el numeral 8.1.4., se aplicará la siguiente Tabla:

Tabla N° 8-A

Indicador l (%)	G
$10.0 < l \leq 15.0$	1
$15.0 < l \leq 20.0$	2
$20.0 < l \leq 25.0$	3
$25.0 < l \leq 30.0$	4
$30.0 < l \leq 35.0$	5
$ l > 35.0$	6

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

"Cuarta.- En el caso de clientes libres y clientes potenciales emisores de perturbaciones, que antes de la promulgación de la Norma potenciaron sus instalaciones eléctricas contra emisión de perturbaciones bajo estándares diferentes a la IEC pero reconocidos internacionalmente, serán aceptados dichos estándares después de la sustentación ante la Autoridad y verificación respectiva."

Artículo 3°.- Modifícanse la Tercera y Décimo Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, las que quedan redactadas de la forma siguiente:

DISPOSICIONES FINALES

"Tercera.- Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad de la energía suministrada en un período ha sido producto de un caso de fuerza mayor, debe informar a la Autoridad dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de ocurrido el hecho. Dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, el Suministrador presentará ante la Autoridad la documentación probatoria, para su calificación respectiva. Cumplido dicho plazo, la Autoridad emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de 30 días calendario caso contrario la calificación será favorable al Suministrador. Lo resuelto por la Autoridad pone fin a la vía administrativa."

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

Artículo 4°.- Modifícanse los Artículos 1°, 4°, último párrafo del 5°, 6° y 7° del Decreto Supremo N° 009-99-EM, los que quedan redactados de la forma siguiente:

"Artículo 1°.- Suspender la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para:

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

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

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

"Artículo 4°.- Incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N) y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2."

A partir de la Tercera Etapa, durante el primer semestre, el factor incrementador será de setenta por ciento (70%), durante el segundo y tercer semestre será de cincuenta por ciento (50%) y a partir del cuarto semestre el factor incrementador será el treinta por ciento (30%) ya establecido en el párrafo anterior.

Tales incrementos se redondean al entero superior y son aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final durante el semestre de control, considerando los incrementos a los cuales hacen referencia los párrafos anteriores. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones."

"Artículo 5°.- ...

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

Para efectos de este artículo se considera como:

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

Para restituir la aplicación de estos numerales, el Ministerio de Energía y Minas conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación en nuestro mercado eléctrico. Para ello se convocará a representantes de empresas eléctricas y de grandes clientes. El referido análisis comprenderá un estudio de las tolerancias, compensaciones respectivas por la transgresión de dichas tolerancias, número de puntos de medición y el plazo de adecuación de los clientes emisores de perturbaciones a los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos."

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

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

Artículo 5°.- Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VEM.

Artículo 6°.- Incluir en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos la siguiente Disposición Final:

"Décimo Quinta.- El OSINERG evaluará el efecto que la Regulación Tarifaria implique en la aplicación de la Norma y propondrá las correcciones pertinentes de manera que su aplicación no supere las condiciones de calidad del servicio que se hayan previsto en los estudios de modelamiento que hayan servido de base para la correspondiente regulación."

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- Disponer que el OSINERG adecue las Bases Metodológicas para la aplicación de la NTCSE al presente Decreto Supremo, en un plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha de su publicación.

Segunda.- El presente Decreto Supremo será reafirmado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciséis días del mes de julio del año dos mil uno.

VALENTIN PANIAGUA CORAZAO

Presidente Constitucional de la República

CARLOS HERRERA DESCALZI

Ministro de Energía y Minas

27288

Actualizan el Texto Único de Procedimientos Administrativos del Ministerio de Energía y Minas

DECRETO SUPREMO
N° 033-2001-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo N° 055-99-EM, se aprobó la versión actual del Texto Único de Procedimientos Administrativos - TUPA del Ministerio de Energía y Minas;

Que, el Artículo 22° del Decreto Legislativo N° 757 establece las reglas y plazos que se deben observar para la actualización anual del TUPA;

Que, es necesario efectuar algunas modificaciones y creación de nuevos procedimientos en el TUPA vigente;

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 22° del Decreto Legislativo N° 757 y el inciso a) del Artículo 36° del Decreto Supremo N° 094-92-PCM;

DECRETA:

Artículo 1°.- Actualizar el Texto Único de Procedimientos Administrativos del Ministerio de Energía y Minas -TUPA-MEM- aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EM, según el Anexo 01 que forma parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 2°.- Actualizar el Cuadro de Recursos Impugnativos y de Queja y el Cuadro de Información Obligatoria del TUPA-MEM aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EM, de acuerdo al Anexo 02 y Anexo 03 que forman parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 3°.- Aprobar el Cuadro de Servicios que ofrece el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al Anexo 04 que forma parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 4°.- Deróganse las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Artículo 5°.- El presente Decreto Supremo será reafirmado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiocho días del mes de junio del año dos mil uno.

VALENTIN PANIAGUA CORAZAO

Presidente Constitucional de la República

CARLOS HERRERA DESCALZI

Ministro de Energía y Minas

SUBGERENCIA CALIDAD DE SERVICIO

Fecha de Emisión

04/05/2001

Cliente Medido :	95073	BERNUY SOTELO ALICIA ROSA		Sucursal	1000
Período:	Medidor :	Cronograma	T.M.	Período Compensado	Bonificacion
2000 11	ED210054	EDN00112EDN1B0	2		0.11
2000 12	ED210054	EDN00112EDN1X0	2		0.10
2001 01	ED210054	EDN00112EDN1X0	2	2001-01	0.11
2001 02	ED210054	EDN00112EDN1X0	2	2001-02	0.13
2001 03	ED210054	EDN00112EDN1X0	2	2001-03	0.04

Página N°

1.00

240

230

220

210

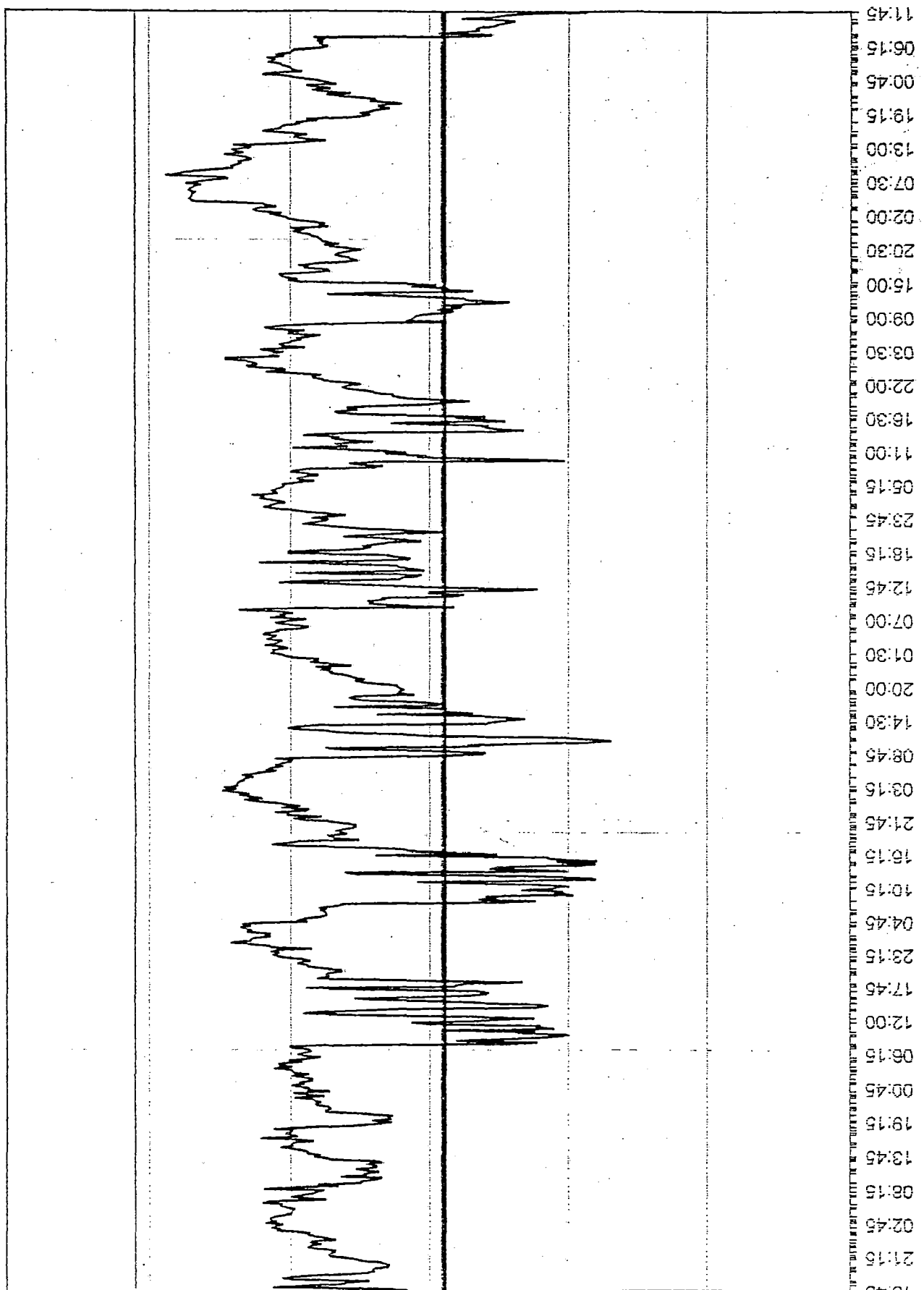
200

190

180

VOLTIOS

— V-Med R
 — Vmax
 — Vmin



DEL 04/11/2000 AL 13/11/2000

HORAS

15:45
16:15
16:45
17:15
17:45
18:15
18:45
19:15
19:45
20:00
20:30
21:00
21:15
21:45
22:00
22:30
23:00
23:15
23:45
00:00
00:15
00:45
01:00
01:30
01:45
02:00
02:30
03:00
03:15
03:45
04:00
04:15
04:45
05:00
05:15
05:30
05:45
06:00
06:15
06:30
06:45
07:00
07:15
07:30
07:45
08:00
08:15
08:30
08:45
09:00
09:15
09:30
09:45
10:00
10:15
10:30
10:45
11:00
11:15
11:30
11:45

VOLTIOS

240

230

220

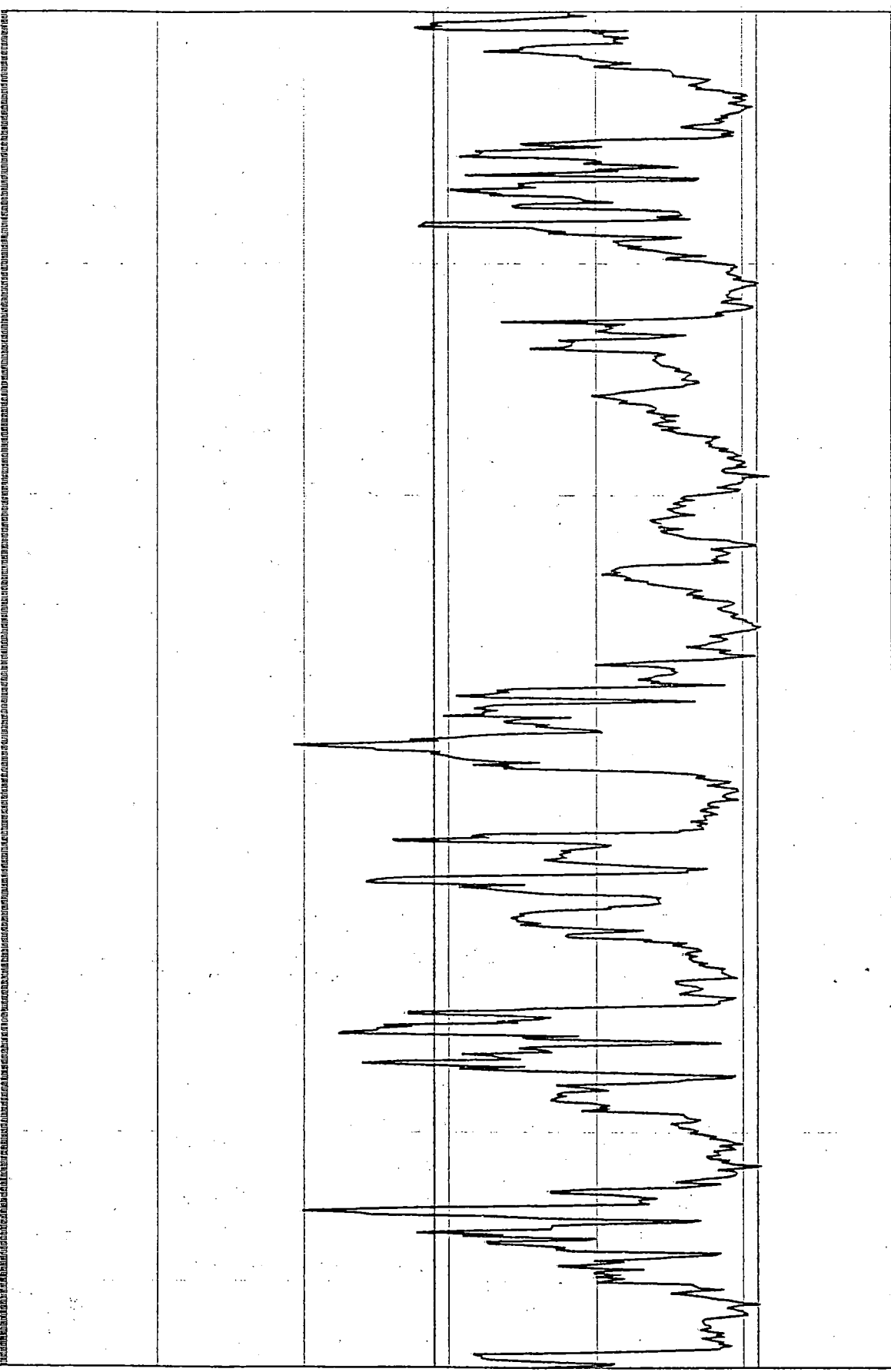
210

200

190

180

14:15
19:00
23:45
04:30
09:15
14:00
18:45
23:45
04:30
09:15
14:00
18:45
23:30
04:15
09:00
13:45
18:30
23:15
04:00
08:45
13:30
18:15
23:15
04:00
08:45
13:30
18:15
23:00
03:45
08:30
13:30
18:15
23:00
03:45
08:30
13:15
18:00
23:30
04:15
09:00



— V-Med R
— Vmax
— Vmin

DEL 01/03/2001 AL 09/03/2001

HORAS

SUBGERENCIA CALIDAD DE SERVICIO

Fecha de Emisión

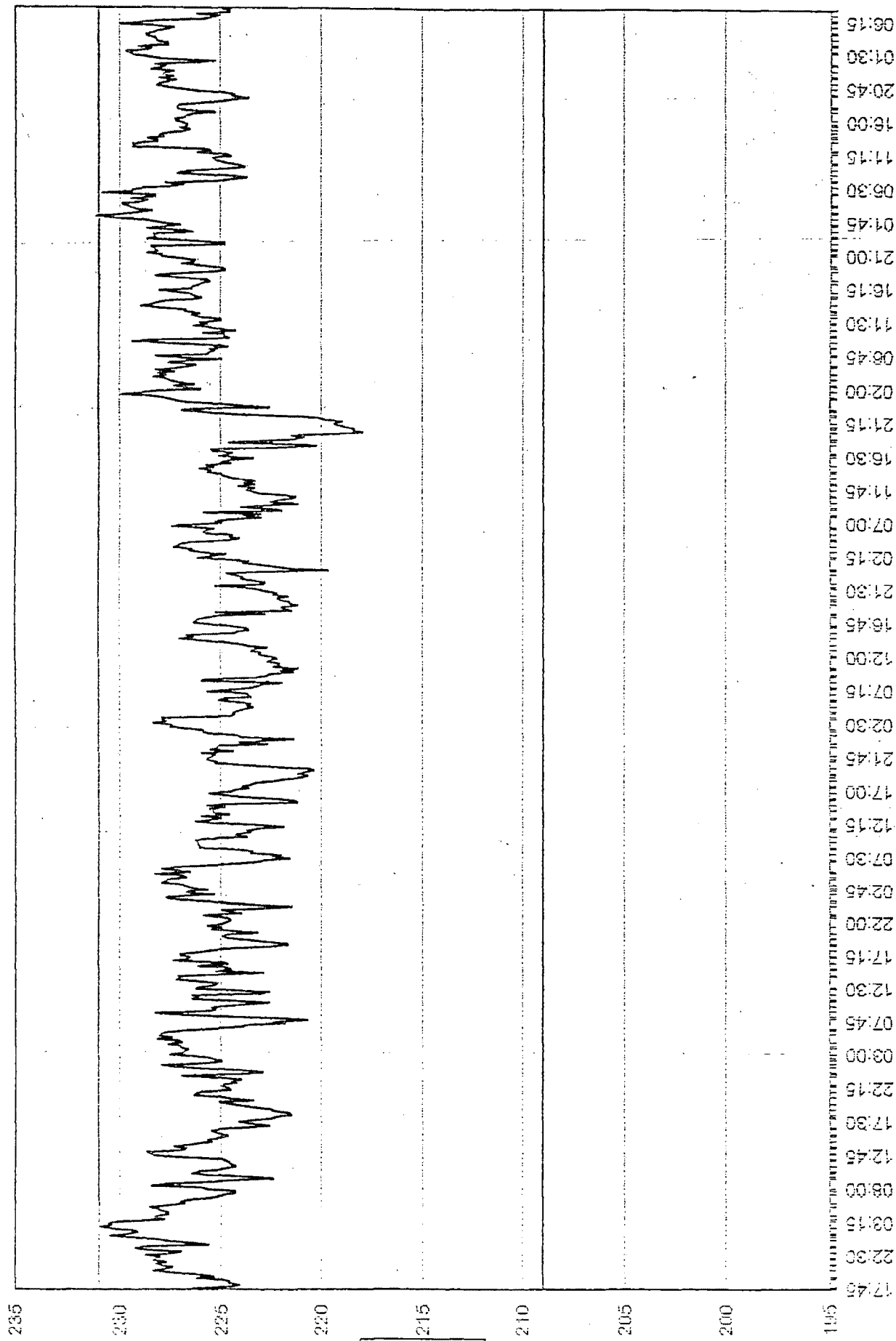
04/05/2001

Cliente Medido :	513330	RAMOS A TOMAS			Sucursal	1000
Periodo:	Medidor :	Cronograma	T.M.	Periodo Compensado	Bonificacion	
2001-03	ED210035	EDN01032EDN1B0	2	2001-03		2.28

Página N°

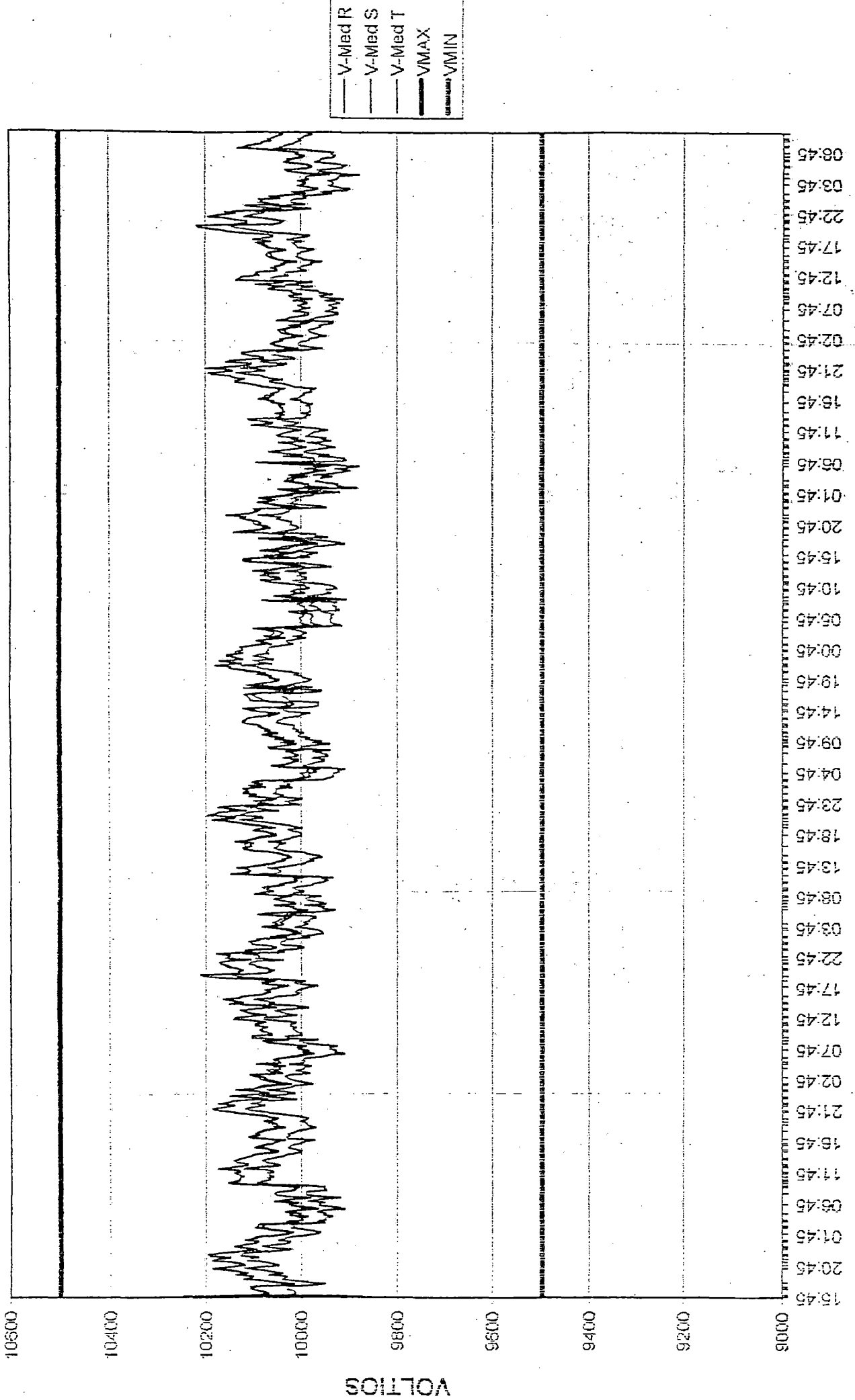
1.00

DIAGRAMA DE TENSION SUMINISTRO 1138342



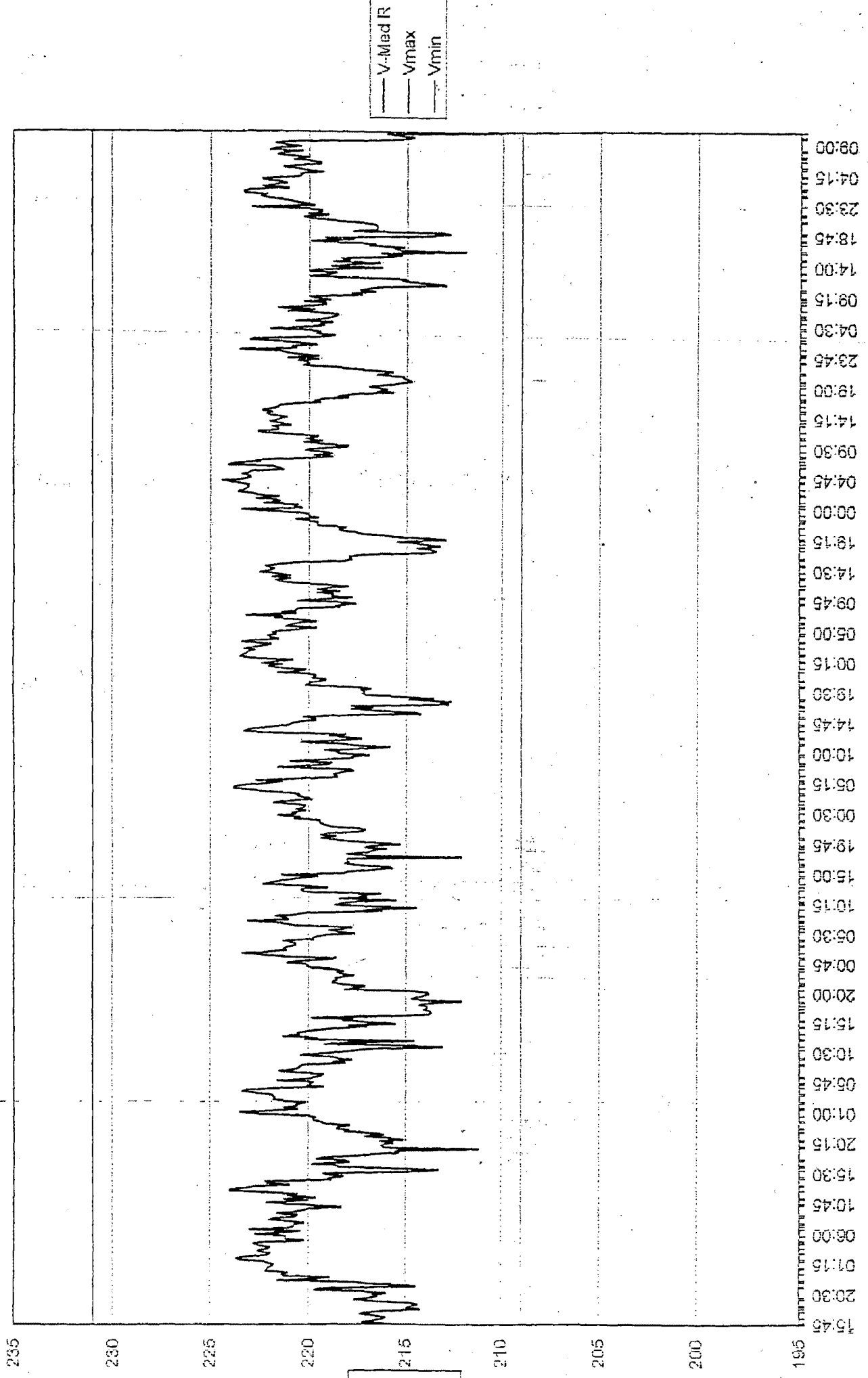
DEL 11/09/2001 AL 19/09/2001
HORAS

DIAGRAMA DE TENSION SUMINISTRO 1059351



11/09/2001 AL 19/09/2001

DIAGRAMA DE TENSION SUMINISTRO 24020



DEL 07/01/2002 AL 07/09/2002 HORAS

FUNCTION CODE	FUNCTION	SECURITY LEVEL CHANGE/RESET	FUNCTION CODE	FUNCTION	SECURITY LEVEL CHANGE/RESET
FORWARD CONTROL SETTINGS			REVERSE CONTROL SETTINGS		
0	Operations Counter		51	Set Voltage	2
1	Set Voltage	2	52	Bandwidth	2
2	Bandwidth	2	53	Time Delay	2
3	Time Delay	2	54	Line Compensation, Resistance	2
4	Line Compensation Resistance	2	55	Line Compensation, Reactance	2
5	Line Compensation Resistance	2	56	Reverse Sensing Mode	2
INSTANTANEOUS METERING			0 = Locked Forward, 1 = Locked Reverse 2 = Reverse Idle, 3 = Bi-Directional 4 = Neutral Idle, 5 = Co-Generation		
7	Load Voltage, Secondary		57	Reverse Threshold %	2
8	Source Voltage, Secondary		COMMUNICATIONS		
9	Compensated Voltage, Secondary		60	Channel 1 (Data Port) Baud Rate	2
10	Load Current, Primary		61	Control Communications Protocol	
11	Source Voltage, Primary		XX.01 = Data 2200, XX.03 = Data 2179		
12	Tap Position & Percent Regulation (TP, %)	3	62	Channel 1 (Data Port) Status	
13	Power Factor		63	Channel 2 (Control Port) Status	
14	kVA Load		64	Control Communications Address	2
15	kW Load		65	Channel 2 (Control Port) Baud Rate	2
16	kVAR Load		66	Channel Port Handshake Mode	2
17	Line Frequency		67	Channel Port Handshake Error Count	2
18	Voltage Harmonics (THD 3,1,7,9,11,13)		68	Channel Port Handshake Timeout Delay (On, Off)	2
19	Current Harmonics (THD 1,5,3,7,11,13)		MESSAGE LOG		
FORWARD DEMAND METERING			MESSAGE LOG		
20	Load Voltage (H-D.T, L-D.T, P)		69	Message Log Mode	2
21	Compensated Voltage (H-D.T, L-D.T, P)		0 = Off, 1 = On		
22	Load Current (H-D.T, L-D.T, P)		VOLTAGE LIMITER		
23H	Power Factor @ Max kVA Demand		80	Voltage Limiting Mode	2
23L	Power Factor @ Min kVA Demand		0 = Off, 1 = High Limit Only		
24	kVA Load (H-D.T, L-D.T, P)		81	High Voltage Limit	2
25	kW Load (H-D.T, L-D.T, P)		82	Low Voltage Limit	2
26	kVAR Load (H-D.T, L-D.T, P)		METERING PROFILE RECORDER		
27	Max Tap Pos & Max % Sag (TP-D.T, %)		(Parameters 1,2,3,4)		
28	Min Tap Pos & Max % Suck (TP-D.T, %)		WATCHDOG DIAGNOSTICS		
REVERSE DEMAND METERING			89	Firmware Version #	
30	Load Voltage (H-D.T, L-D.T, P)		90	Number of Defaults	
31	Compensated Voltage (H-D.T, L-D.T, P)		91	Self Test	
32	Load Current (H-D.T, L-D.T, P)		92	Number of EEPROM Corrections	3
33H	Power Factor @ Max kVA Demand		93	Number of Resets	3
33L	Power Factor @ Min kVA Demand		94	System Status Code (Read Only)	
34	kVA Load (H-D.T, L-D.T, P)		0 All Systems Good		
35	kW Load (H-D.T, L-D.T, P)		1 EEPROM Write Failure		
36	kVAR Load (H-D.T, L-D.T, P)		2 EEPROM Erase Failure		
MASTER METERING & TAP POSITION INDICATION RESET			3 Frequency Detection Failure		
38	Reset		4 No Sampling Interrupt-Failure		
CONFIGURATION			5 Analog-to-Digital Converter Failure		
40	Regulator Identification	2	6 Invalid Critical Parameters-Failure		
41	Regulator Configuration	2	7 No Input Voltage Detected-Warning		
0 = Wye, 1 = Delta Leg			8 No Output Voltage Detected-Failure		
2 = Delta Load			9 No Input 2: Output V Detected-Failure		
42	Control Operating Modes	2	10 TP No Neutral Sync Signal-Warning		
0 = Sequential, 1 = Time Integrating			SECURITY ACCESS		
2 = Voltage Averaging			92	Security Override (1 = Override, etc.)	3
43	System Line Voltage	2	96	Level 1 Security Code	3
44	Overall P.T. Ratio	2	97	Level 2 Security Code	3
45	C.T. Primary Rating	2	98	Level 3 Security Code	3
46	Demand Time Interval	2	99	ENTER SECURITY CODE	
CALIBRATION			NEVER SECURITY CODE		
47	Voltage Calibration	3			
48	Current Calibration	3			
CALENDAR/CLOCK					
50	Date/Time Set (D,T,1,2,3,4,5,6)	2			
1 = Year, 2 = Month, 3 = Day,					
4 = Hour, 5 = Minute, 6 = Second					

NOTES:
H-D.T = Highest (maximum) value since last reset, Date & Time.
L-D.T = Lowest (minimum) value since last reset, Date & Time.
P = Present value
TP = Tap Position
THD = Total Harmonic Distortion
TPI = Tap Position Indication

DISPLAY

To turn display ON, press any key.

To turn display OFF and reset security to base level, press DISPLAY OFF key.

ACCESSING FUNCTION CODES

Three Ways

- One-Touch. Access Function Codes 0-9 directly by pressing keys 0-9, or...
- Use SCROLL keys to scroll up and down through function codes, or...
- Press FUNCTION key, the function code number, and the ENTER key.

SETTINGS & CONFIGURATION

To Change:

- Access Security Level 2.
- Access appropriate Function Code.
- Press CHANGE key. "___c" appears on LCD.
- Key in new value.
- Press ENTER key.
- When "c" disappears, value is changed.

CLOCK

To Set the Date & Time:

- Access Security Level 2.
- Access Function Code 50.
- Read Month and Date.
- Scroll up and read Hour and Minute.
- If any are incorrect, scroll up to the appropriate subfunction and change to the correct value.

TAP POSITION

To Set Present Tap Position:

First Way - Pass Through Neutral

- If regulator is not at neutral, manually raise or lower tap changer to neutral.

Second Way - Change FC 12P

- Access Security Level 3.
- Access Function Code 12.
- Read FC 12P, Present Tap Position.
- Change to proper value based on Position Indicator.

SECURITY

To Access Security:

- Press FUNCTION key.
- Key in 99.
- Press ENTER key.
- Key in Security Code.
- Press ENTER key.
- "FUNC__" on display indicates security has been accessed.

METERING & TAP POSITION RESET

To Reset a Single Value:

- Access Security Level 1. (Not necessary if Security Override = 1, 2, or 3.)
- Access Function Code, H or L value.
- Press RESET key.
- Value and Date/Time have been reset.

To Reset all Demand and TP Values:

- Access Security Level 1. (Not necessary if Security Override = 1, 2, or 3.)
- Access Function Code 38.
- "done" on display indicates that all demand and tap position High & Low values and the dates/times have been reset to their Present values.

USING A VOLTMETER

- Connect an accurate true RMS-responding voltmeter to the voltmeter terminals.
- On the keypad, press FUNCTION, 47, ENTER.

Notes

- The voltage read at Function 47 is the voltage (without harmonics) at the voltmeter terminals.
- A THD of 14% will cause voltage at terminals to be only 1% higher than Function Code 47.

KEY ENTRY ERRORS

The word "ERROR" on the display indicates that a key entry error has been made. The error codes are defined as follows:

- Input Value too Low.
- Input Value too High.
- Improper Security to Change.
- Invalid Security Code.

NOTE:

This reference sheet is not meant to replace the instruction manual.

Regulador McGraw-Edison VR-32 y Control CL-5A, Instalación, Instrucciones de Operación y Mantenimiento e Información sobre Piezas de Repuesto.

Información de Servicio

S225-10-109

CONTENIDOS

Generalidades.....	1
Recepción, Instalación y Mantenimiento.....	1-1
Conceptos Básicos del Control.....	2-1
Códigos de Función del Control.....	3-1
Funciones Avanzadas del Control.....	4-1
Cambiador de tomas de derivación.....	5-1
Guía para la Solución de Problemas.....	6-1
Accesorios.....	7-1
Piezas de Repuesto.....	8-1
Índice.....	9-1

GENERALIDADES

Los reguladores de voltaje McGraw-Edison VR-32 son auto-transformadores reguladores. Regulan voltaje de línea desde 10% sobre el voltaje nominal a 10% bajo dicho valor en 32 pasos; en aproximadamente 1% por paso.

Los reguladores McGraw-Edison se suministran con las siguientes características estándar:

- Potencia nominal dual para aumentos de temperatura de 55/65°C
- Capacidad ADD-AMP™
- Construcción unitaria
- Tanque sellado
- Dispositivo de alivio de presión
- Aisladores de gran distancia de fuga, con terminales tipo prensa
- Pararrayos serie tipo MOV
- Provisión de montaje de pararrayos tipo shunt
- Dos placas de datos grabadas con láser
- Indicador de nivel de aceite a la vista
- Conexión superior para filtrado de aceite
- Conjunto para toma de muestras de aceite y válvula de drenaje

La aislación para aumentos de temperatura a 65°C y la estructura del tanque sellado permiten una capacidad extra de 12% sobre la potencia normal de 55°C sin pérdida de vida útil de aislamiento. La capacidad extra se indica en la placa de identificación (tal como 167/187 kVA para un regulador nominal 167 kVA), y se encuentra disponible cuando la función ADD-AMP no está en uso. Todos los reguladores McGraw-Edison son manufacturados y probados bajo norma ANSI C57.15.

La construcción unitaria, que soporta el ensamble interno y la caja de control de la cubierta, permite facilidad de inspección y mantenimiento.

Existen tres tipos de reguladores de voltaje por pasos: devanado serie lado-fuente, devanado serie lado-carga y

transformadores en serie. Los reguladores McGraw-Edison normalmente son equipados con una bobina igualadora. Las placas localizadas sobre el tanque y caja de control indican el tipo involucrado.

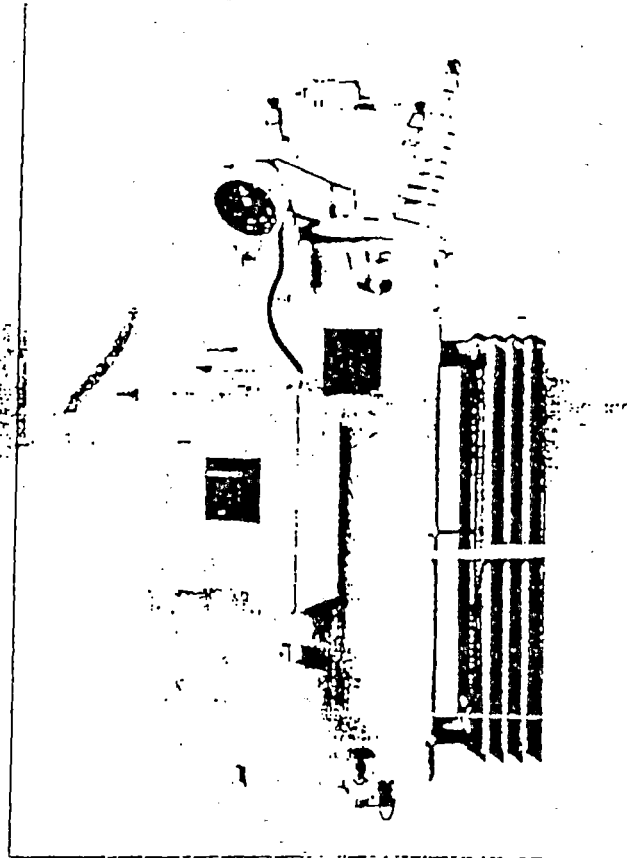


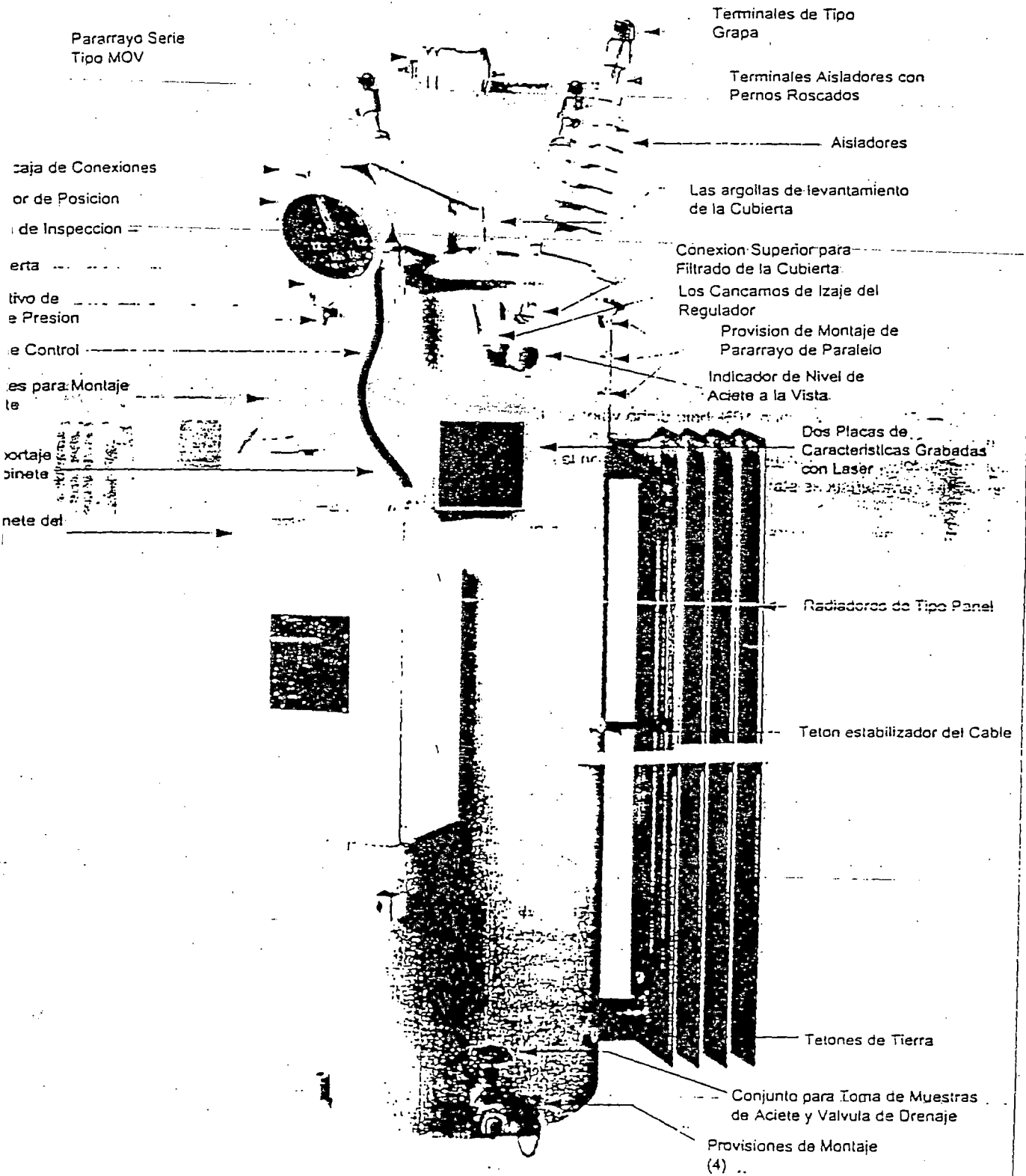
Figura 1.
Regulador de Voltaje con Control CL-5A

Definición de Alertas: Por favor lea lo siguiente cuidadosamente y obedezca las advertencias y precauciones.

! **ADVERTENCIA:** Una advertencia describe una situación potencialmente peligrosa, la cual, si no se evita, puede resultar en muerte o daño severo.

! **PRECAUCIÓN:** Una precaución describe una situación potencialmente peligrosa, la cual, si no se evita, puede resultar en daño menor o moderado.

Estas instrucciones no pretenden cubrir todos los detalles o variaciones en el equipo, o proceso descrito, ni tampoco proporcionar instrucciones para satisfacer posibles eventualidades durante la instalación, operación o mantenimiento. Cuando se requiera información adicional para solucionar un problema no cubierto suficientemente para los propósitos del usuario, por favor contacte su representante de Cooper Power Systems.



Características Externas del Regulador de Voltaje VR-32.

Recepción, Instalación y Mantenimiento

RECEPCIÓN

Después de ser embarcado, el regulador es completamente probado en la fábrica. Inmediatamente cuando se recibe el embarque, antes de descargar, se debe realizar una completa inspección en busca de daño, evidencia de manejo brusco o insuficiencias. Se debe revisar el indicador de posición del interruptor de lomas, la caja del mismo, pararrayos, radiadores de lomas por evidencia de daño. Si esta inspección inicial muestra evidencias de manejo indebido, daño o insuficiencias, debe ser registrado en el conocimiento de embarque (B/L) y se debería hacer un reclamo inmediato a la compañía de embarque. Además, notifique a Cooper Power Systems, 2300 Waukesha Drive, Waukesha, Wisconsin 53188, con atención a un representante de Servicio Técnico (Service Manager).

Descarga
Cuando se utiliza una grúa para descargar, el regulador debe ser levantado por medio de un estrobo y una barra espaciadora usando los cáncamos de izaje incorporados en el tanque. Los cáncamos se muestran en la Figura 2. No levante toda la unidad usando las argollas (anillos) de levantamiento de la cubierta. Las argollas de levantamiento deben usarse sólo para levantar el ensamble interno que está adherido a la cubierta.

ADVERTENCIA: La cubierta puede romperse si las argollas de levantamiento montadas en ella son utilizadas para levantar toda la unidad. Levante la unidad completa sólo usando los cáncamos de izaje del tanque.

Almacenamiento

El regulador no va a ser puesto inmediatamente en servicio. Debe ser guardado bajo precauciones mínimas. Almacene la unidad donde la posibilidad de daño mecánico sea menor.

INSTALACIÓN

Inspección de pre-instalación
Antes de conectar el regulador a la línea, haga la siguiente inspección:

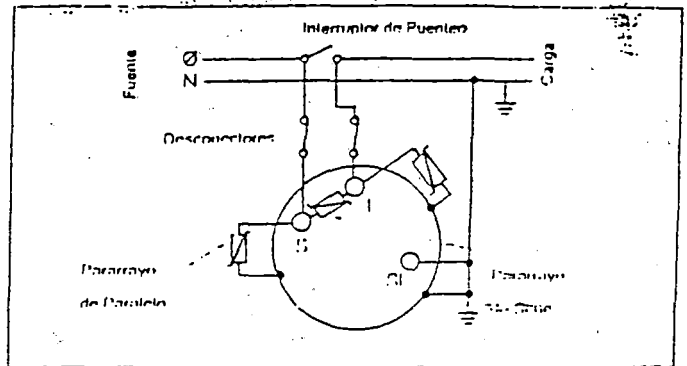
- 1. Revise el indicador del nivel de aceite. Busque signos evidentes de fugas de aceite.
- 2. Examine el pararrayos serie en busca de daño. Si está dañado, instale un pararrayos nuevo del mismo rango de voltaje.
- 3. Revise los aisladores de porcelana en busca de daños o empaques con fugas. Si existe sospecha de que la humedad ha entrado a la unidad, remueva la tapa de inspección y verifique evidencias de humedad, tales como manchas o huellas de agua en el aceite. Si comprueba que ha entrado humedad al tanque, seque el regulador y filtre el aceite antes de poner la unidad en funcionamiento. Vea

la Tabla 1-5, en la página 1-11, para saber los valores que el aceite debería tener. Asegúrese de volver a poner correctamente la tapa.

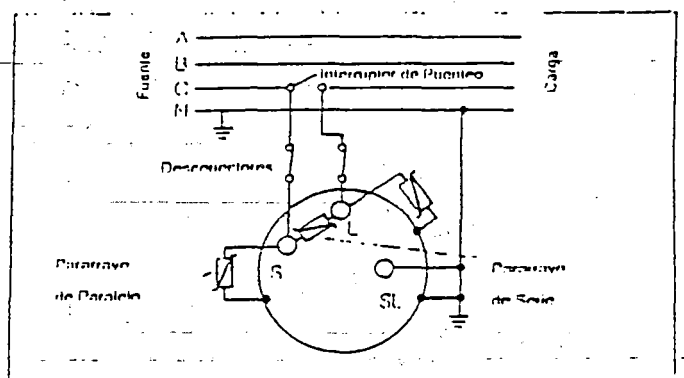


PRECAUCIÓN: No exponga al cambiador de lomas a temperaturas sobre 150° F (65.5° C). El hacerlo puede causar daño a los paneles de contacto, provocando el desalineamiento de los contactos.

4. Si el regulador ha sido almacenado por algún tiempo, revise la rigidez dieléctrica del aceite de acuerdo a la Tabla 1-5, página 1-11.
5. El regulador puede ser energizado al voltaje de línea nominal (con precaución), y luego hacer una revisión operacional, (vea página 1-9). (Este procedimiento es opcional).
6. Se puede hacer una prueba de alto voltaje para verificar resistencia de aislación adecuada con respecto a tierra. (Este procedimiento es opcional).



Regulación de voltaje en circuito monofásico.



Regulación de voltaje en una fase de un circuito de cuatro alambres, trifásico.



ADVERTENCIA: Conecte el aislador S a la fuente, el aislador L a la carga, y el SL al neutro. El hacerlo de otro modo puede elevar o reducir excesivamente el voltaje en el lado carga del regulador o causar daño severo al mismo.

Sistemas de Conexiones

Un regulador puede regular un circuito monofásico, o una fase de un circuito trifásico delta o estrella. Dos reguladores conectados entre fases en delta abierto, o tres reguladores conectados entre fases en una delta cerrada, pueden regular en circuito trifásico de tres alambres. Conectados en estrella, tres reguladores pueden regular un circuito trifásico en estrella aterrizado en varios puntos, de cuatro alambres. No se puede conectar tres reguladores directamente en estrella en circuitos de tres alambres trifásicos debido a la probabilidad de desplazamiento del neutro. En un sistema de tres alambres, tres reguladores pueden estar conectados en estrella si su neutro está conectado al neutro de un banco de transformadores de distribución conectado en estrella.

Diagramas de conexiones típicas se ilustran desde la Figura 1-1 a la Figura 1-5.

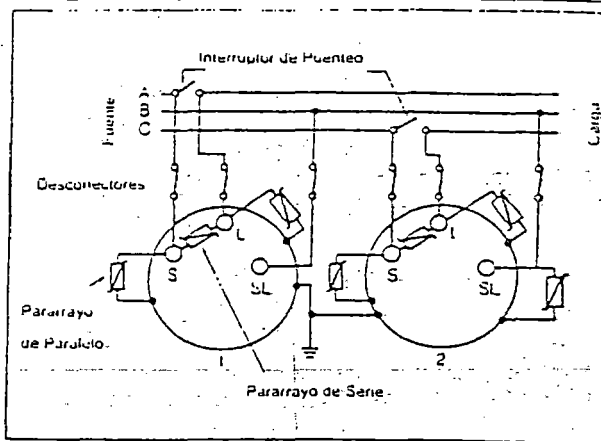


Figura 1-3 Regulación de voltaje en un circuito trifásico de tres alambres, con dos reguladores.

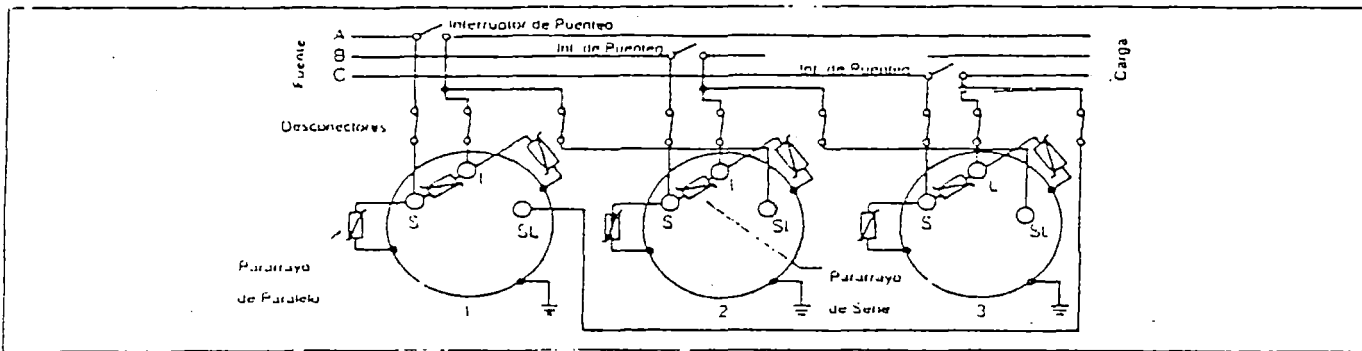


Figura 1-4 Regulación de voltaje en un circuito trifásico estrella aterrizado en varios puntos, de cuatro alambres, con tres reguladores.

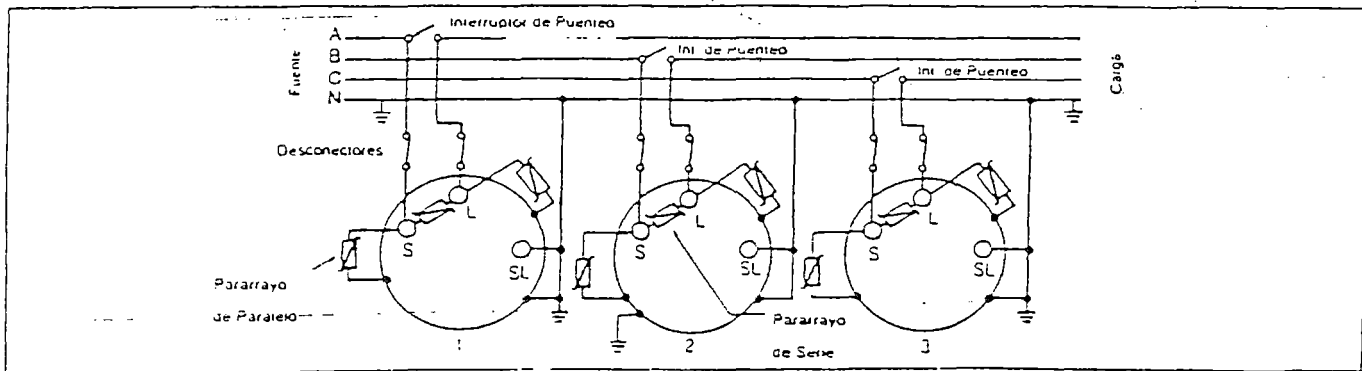


Figura 1-5 Regulación de voltaje en un circuito trifásico de tres alambres, con tres reguladores.

NOTA: Se muestran desconectores individuales para funciones de apertura y de puenteo. Sin embargo, se puede usar un interruptor de desconexión-puenteo de regulador en cada fase que realiza las operaciones de apertura y de puenteo con un solo mecanismo en forma sucesiva. Cada uno de tales conectores reemplaza a un desconector de puenteo y dos desconectores de apertura, que se muestran en los diagramas.

El montaje del regulador puede ser montado en un poste, en una plataforma o sobre una estructura de elevación (opcional). Los reguladores son normalmente suministrados con soportes para montaje en postes o a base para montaje tipo subestación de acuerdo a la potencia. Esta información está disponible en las Tablas 5-1 y 5-2, en la Figura 5-3, notando el sufijo S (subestación) a los kVA. Una estructura de elevación McGraw-Edison (Figura 1-6) puede ser usada para simplificar la instalación de una subestación de reguladores que requieran una separación específica de partes energizadas a tierra.

El control del regulador puede ser montado en el tanque del regulador, o en un punto separado de la unidad. Cable con aislamiento de goma está disponible en largos que van aumentando en 1.52 m desde los 4.57m hacia arriba para interconexión entre el control y el regulador.

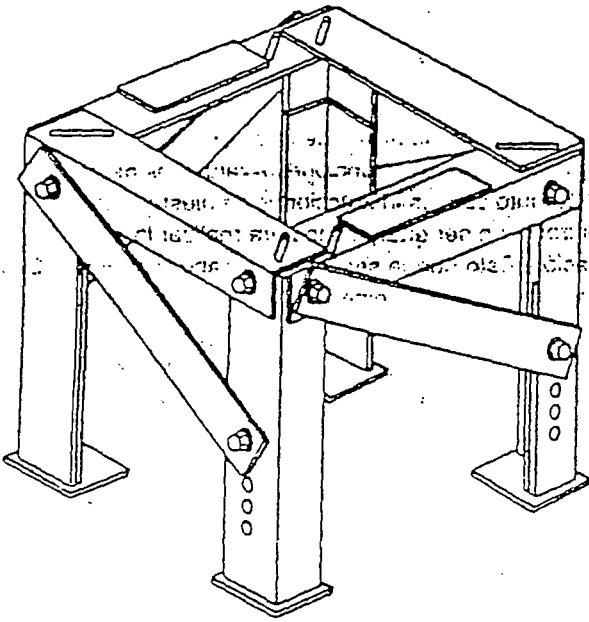


Figura 1-6
Estructura de elevación ajustable.

Puesta en Servicio del Regulador

Los reguladores pueden ser puestos en funcionamiento sin interrumpir la alimentación de la carga.

ADVERTENCIA: El cerrar el interruptor puenteo con el cambiador de tomas en cualquier posición que no sea la posición neutra pondrá en corto circuito parte del devanado serie. Antes de cerrar el interruptor puenteo, el regulador debe estar en neutro, el interruptor de control puesto en OFF (apagar) y el fusible del circuito del motor quitado.

Se debe seguir el procedimiento A cuando se usan un interruptor puenteo y dos desconectores de apertura. Se debe seguir el procedimiento B cuando se usa un desconector puenteo-apertura para regulador.

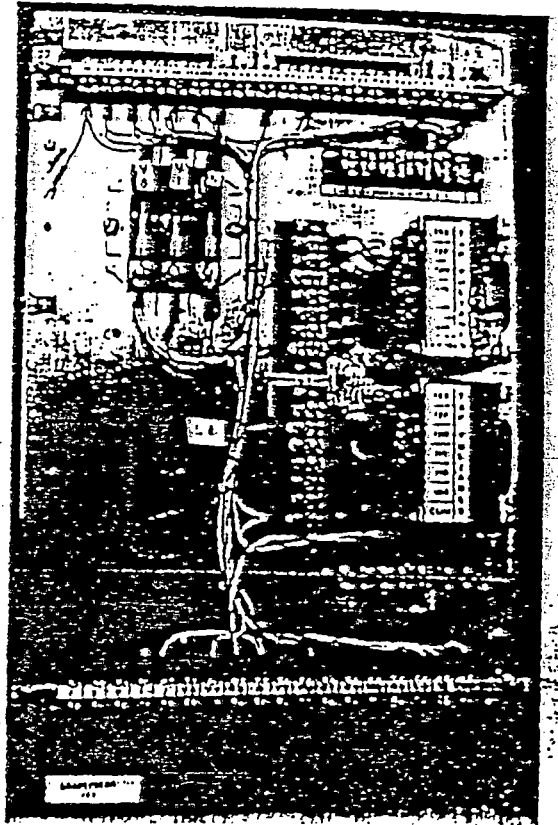


Figura 1-7.
Panel Posterior (mostrado con interruptor de cuchilla V₆ y RCT₂ opcional).

PRECAUCIÓN: Cuando instale un regulador, conecte sólidamente la caja del control al tanque y a tierra. El no realizar estas conexiones puede causar una diferencia de potencial entre la caja del control y el regulador, lo que produciría la circulación de corrientes peligrosas para el personal y el control.

Se provee una perforación para conexión a tierra con hilo de 0.5 pulgadas, 13 NC en el lado del gabinete del control.

Cuando se energice el control desde una fuente externa, sólo use una fuente 120 V ca.

PRECAUCIÓN: Sólo un suministro de energía 120 V ca debe ser usado para energizar el control externamente; no se debe usar convertidores de corriente continua (cc) a corriente alterna (ca) debido a que pueden generarse armónicas excesivas.

PROCEDIMIENTO A: UN DESCONECTADOR DE PUENTE Y DOS DESCONECTADORES DE APERTURA

Verifique en la placa de datos del regulador que el circuito de control esté conectado para el voltaje de carga regulado adecuado.

Cierre el interruptor de alimentación en OFF y el interruptor de control en OFF.

Los interruptores de cuchilla en el panel posterior deben estar: el V₁ (interruptor de potencial) (y V₄ si está presente) cerrado (presionado), y C (interruptor de cortocircuito CT) abierto (no presionado). Ver Figura 1-7, página 1-3.

Cierre el desconectador fuente-carga (SL). (En aplicaciones Delta solamente).

Cierre el desconectador del lado fuente (S).

Abra el interruptor de alimentación en INTERNAL y el interruptor del control en MANUAL.

Ante el interruptor subir-bajar para operar el cambiador de tomas dos o tres pasos, luego presione el interruptor subir-bajar para volver el cambiador de tomas a la posición neutra. (Estos pasos verifican que el mecanismo funcione). Cuando esté en neutro, la luz del neutro se encenderá y el indicador de posición apuntará al cero.

Con el regulador en posición neutra, ponga el interruptor de control en OFF, ponga el interruptor de alimentación en OFF, abra el interruptor de cuchilla V₁ (y V₄ si está presente), y remueva el fusible del motor de 6 A.

Cierre el desconectador del lado carga (L).

Abra el desconectador puenteo.

Reponga el fusible del motor de 6 A, cierre el interruptor de cuchilla V₁ y ponga el interruptor de alimentación en INTERNAL.

Proceda al Ajuste del Control para el Servicio.

PROCEDIMIENTO B: DESCONECTADOR DE APERTURA-PUENTE DEL REGULADOR.

Verifique en la placa del regulador que el circuito de control esté conectado para el voltaje de carga regulado adecuado.

Cierre el interruptor del control en MANUAL y el interruptor de alimentación en EXTERNAL.

Los interruptores de cuchilla en el panel posterior deben estar: V₁ (interruptor de potencial) (y V₆ si está presente) cerrado (no presionado), y el C (interruptor de cortocircuito CT) cerrado (presionado). Vea la Figura 1-7.

Conecte 120 V a los terminales de fuente externa, si se requiere de 120 V. Si no es así, avance al Paso 7, más adelante.

Ante el interruptor subir-bajar para operar el cambiador de tomas dos o tres pasos, luego oprima el interruptor subir-bajar para volver a poner el cambiador de tomas en posición neutra. (Estos pasos verifican que el mecanismo funcione). Cuando esté en neutro, la luz

neutra se encenderá y el indicador de posición apuntará al cero.

- Desconecte los 120 V de los terminales de fuente externa.
- Con el regulador en la posición neutra, ponga el interruptor del control en OFF, ponga el interruptor de alimentación en OFF, y saque el fusible del motor de 6 A.
- Cierre el desconectador fuente-carga (SL). (En aplicaciones Delta solamente).
- Cierre el interruptor de puenteo-apertura del regulador.
- Reponga el fusible del motor de 6 A, cierre el interruptor de cuchilla C, y ponga el interruptor de alimentación en INTERNAL.
- Proceda al Ajuste del control para el Servicio.

AJUSTE DEL CONTROL PARA EL SERVICIO

Existen un total de 54 parámetros en el control, los que pueden ser seleccionados por el usuario. Muchos de estos valores corresponden a la operación de los accesorios y no son necesarios para funciones normales del regulador. Una completa descripción detallada de cada uno de los accesorios es brindada en la sección Funciones Avanzadas del Control, página 4-1, junto con las instrucciones de ajuste.

El control debe ser energizado para realizar la programación. Esto puede ser llevado a cabo aplicando 120 V a los terminales de fuente externa y poniendo el interruptor de alimentación en la posición externa. Alternativamente, el regulador puede ser energizado al potencial de línea, y el interruptor del control puesto en la posición interna. Cuando se aplica energía al control, todos los segmentos del display se encenderán, seguido por una indicación PASS. Si aparece el mensaje FAIL, vea Diagnóstico, en la página 2-5.

ACCESO AL CONTROL

Antes de tener acceso a cambiar los ajustes del control, se debe activar el nivel de seguridad adecuado. Esto se lleva a cabo intrando un código de seguridad en la ubicación 99 del Código de Funciones. Oprima las siguientes teclas en el panel:

FUNCIÓN, 99, ENTRAR
12121, ENTRAR

El nivel adecuado de seguridad para cambiar ajustes de operación ha sido ahora activado.

Toda la programación del control se hace a través del panel de funciones. No existen microinterruptores (dipswitches).

Para ajuste rápido, vea la Tabla 1-1, página 1-5. Para ajuste completo, vea la Tabla 1-2, página 1-6 para una lista detallada para la programación del control. Los únicos dos parámetros a los que esta lista no hace referencia son el voltaje y la calibración de corriente, códigos de Función 47 y 48.

ABLA 1-1		
Justos de los Controles para Operación Básica		
Sistema de Seguridad		
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
99. ENTRAR	-	El sistema de seguridad está ahora activado para cambiar ajustes de operación.
12121. ENTRAR	-	
Voltaje		
Intervalo: 100.0 - 135.0	Ajuste de fábrica: 120.0	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
1. ENTRAR	01 120.0	Este es el voltaje ajustado como se envía de fábrica.
CAMBIAR	01 _ _ _ c	Entre el valor deseado. EJEMPLO: 122.2. El voltaje ajustado es ahora 122.22 V.
1222. ENTRAR	01 122.2	
Ancho de banda		
Intervalo 1.0 - 6.0	Ajuste de fábrica: 2.0	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
2. ENTRAR	02 2.0	Este es el ancho de banda como se envía de fábrica.
CAMBIAR	02 _ _ c	Entre el valor deseado. EJEMPLO: 4.5
45. ENTRAR	02 4.5	La anchura de banda es ahora 4.5.
Tiempo de Retardo		
Intervalo 5 - 180	Ajuste de fábrica: 30	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
3. ENTRAR	03 30	Este es el tiempo de retardo como se envía de fábrica.
CAMBIAR	03 _ _ _ c	Entre el valor adecuado. EJEMPLO: 49
49. ENTRAR	03 49	El tiempo de retardo es ahora 49 segundos
Compensación Caída de Línea, Resistencia		
Intervalo -24 -24.0	Ajuste de fábrica: 0.0	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
4. ENTRAR	04 0.0	Esta es la compensación resistiva como se envía de fábrica.
CAMBIAR	04 _ _ _ c	Entre el valor deseado. EJEMPLO: 8.5
85. ENTRAR	04 8.5	La compensación reactiva es ahora 8.5
Compensación Caída de Línea, Reactancia		
Intervalo: -24 -24.0	Ajuste de fábrica: 0.0	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
5. ENTRAR	05 0.0	Esta es la compensación reactiva como se envía de
CAMBIAR	05 _ _ _ c	Entre el valor deseado. EJEMPLO: 3.5
35. ENTRAR	05 3.5	La compensación reactiva es ahora 3.5 V.
Configuración del Regulador		
Intervalo 0 - 2	Ajuste de fábrica: 0 (Estrella)	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
FUNCION, 41. ENTRAR	41 0	Esta es la configuración del regulador como se envía de
CAMBIAR	41 -c	fábrica. Entre el valor deseado. EJEMPLO: 1
1. ENTRAR	41 1	La configuración del regulador esta ahora en delta en atraso.
Modos de Operación del Control		
Intervalo: 0 - 2	Ajuste de fábrica: 0 (Secuencial)	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
FUNCION, 42. ENTRAR	42 0	Esta es la modalidad de operación del control como se envía
CAMBIAR	42 -c	de fábrica. Entre el valor deseado. EJEMPLO.2 la modalidad
2. ENTRAR	42 2	de operación del control es ahora Promedio devoltaje.
Voltaje de Línea del Sistema		
Intervalo: 2400 - 36000	Ajuste de fábrica: Voltaje Nominal del Regulador	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
FUNCION, 43. ENTRAR	43 7200	Este es el voltaje de sistema para un regulador 7200 V.
CAMBIAR	43 _ _ _ c	Entre el valor deseado. EJEMPLO: 4800
4800. ENTRAR	43 4800	El voltaje de línea del sistema es ahora 4800 V.
Relación Total de Transformación de Potencial		
Intervalo: 20.0 - 300.0	Ajuste de fábrica: Relación de Potencial para Valor Nominal del Regulador	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
FUNCION, 44. ENTRAR	44 60.0	Esta es la razón T.P. total para un regulador 7620 V instalada a
CAMBIAR	44 _ _ _ c	7200 V. Entre el valor deseado. EJEMPLO: 40.0
400. ENTRAR	44 40.0	La razón T.P. es ahora 40.0:1
Relación del Primario del Transformador de Corriente		
Intervalo: 25 - 2000	Ajuste de fábrica: Relación Nominal del T.C.	
Teclas a oprimir	Pantalla	Descripción
FUNCION, 45. ENTRAR	45 200	Esta es la razón del primario del T.C. para un regulador 200 A.
CAMBIAR	45 _ _ _ c	Entre el valor deseado. EJEMPLO: 250
250. ENTRAR	45 250	La razón del primario del T.C. es ahora 250 A.

ador VR-32 y Control CL-5A McGraw-Edison®

1-2 Lista de Revisión de Programación del Control CL-5A/ CL-4C

Actividad/Pregunta

Código
Función

UseEsteValor

Revisión

PróximoPaso

Encienda el control o corra la Auto Revisión(CF 91)
Si aparece FAIL (REPROBADO) refiérase a la página 2-5

Entre al nivel de seguridad 3.
¿Quiere usted cambiar el I.D. del Control?
Fije el I.D. como lo desee.
¿Está el control conectado línea a línea (Delta)?
Si es así, vea Determinación de Adelanto o Atraso, página 1-7
Fije la Configuración del Regulador.
¿Quiere usted cambiar la Modalidad de Operación?
Verifique que la modalidad de operación sea = 0
Fije la Modalidad de operación como lo desee.
Fije Voltaje de Sistema.
Fije Relación Total T.P. (desde la placa).
Fije Relación Primaria del T.C (desde la placa)
Cambia o verifique el intervalo de Tiempo de Demanda.
¿Se puede invertir el flujo de potencia (energía)?
Verifique Modalidad Sensora de Potencia Inversa = Bloqueado en Directo (0).

Verifique que la velocidad en baudios para el Lector de Datos sea 4800.
¿Está usted usando el canal de Comunicaciones?
Fije los Códigos de Función de Comunicaciones como se desee.

Verifique que el status de bloqueo sea normal (0).

¿Se usa la Reducción de Voltaje?
Verifique que la Modalidad RV sea = 0.
Fije los Códigos de Función de Reducción de Voltaje como se desee.

¿Se usa el Limitador de Voltaje?
Verifique que la Modalidad Limitadora de Voltaje sea = 0
Fije los Códigos de Función del Limitador de Voltaje como se desee.

Fije el Ajuste de Voltaje (Directo)
Fije el ancho de Banda (Directo).
Fije el Tiempo de Retardo (Directo).
¿Se usa la Compensación de Caída de Línea?
Verifique que los Códigos de Funciones 4 y 5 sea = 0
Fije la CCL resistiva (Directo).
Fije la CCL reactiva (Directo).
¿Es control CL-4C o CL-5A?
Ponga el cambiador en Neutro (Preferido) o verifique que la Posición de Toma CF 12 sea la misma que el indicador de posición?

Si el CF 12 no concuerda con el Indicador de Posición cambie el CF 12 para que concuerde.

¿Están la fecha y hora correctas?
Fije CF 50, extensiones de 1 al 6.
Fije 4 Parámetros del Registro del Perfil de Mediciones.

¿Desea usted activar la Inhabilitación de Seguridad?
Verifique que la Inhabilitación de Seguridad sea = 0.
Fije la modalidad de Inhabilitación de Seguridad como se desee
¿Quiere usted cambiar los códigos de seguridad?
Fije los Códigos de Función de Seguridad como se desee

Reseteo Medición y Posición del Cambiador.
Ingrese al Código de Función
Tome lectura con el Lector de Datos (opcional).
Presione el botón APAGAR PANTALLA para regresar al nivel de Seguridad Base.
EL CONTROL ESTÁ AHORA COMPLETAMENTE PROGRAMADO.

99
40
40

32123

41
4
42
42
42
43
44
45
46

0

560

60

64

65

66

67

68-1

68-2

69

70

70

72

73

74

75

76

77

80

80

81

82

1

2

3

4 y 5

4

5

12

12

50

50 - 1/6

85-1

85-2

85-3

85-4

92

92

96

97

98

38.38

4

0

0

0

0

0

0

PASS = B: <- FAIL
(APROBADO)
(REPROBADO)
C
NO = E: SI = D
E

NO = F: SI = I
G
NO = H: SI = I
J
K
L
M
N

NO = 0: SI = CA.

P
O
NO = S: SI = R

S
T
NO = U: SI = V

W

W
NO = X: SI = Y
Z

Z
AA
AB
AC
NO = AD: SI = AE

AG
AF
AG
4C = AP: 5A = AH
Cambiador a N = AJ
Verifique = AI

AJ
NO = AK: SI = AL
AL

AM
NO = AN: SI = AO
AP
AP
NO = AR: SI = AQ

AR
AS
AT
AU

Tabla 1-3
Tabla de Revisión de Programación del Control CL-5A/ CL-4C

so	Actividad/Pregunta	Código Función	UseEsteValor	Revisión	PróximoPaso
A	¿Puede invertirse el flujo de potencia?				NO = N; SI = Ca
B	¿Tiene el regulador un T.P. Diferencial interno o un T.P. de Alimentación externo?				NO = CH; SI = CC
C	Ajuste modalidad de Flujo Inverso en Inversa Cerrado (1) Bi-direccional (3), o Neutro en Vacío (4).	56			CD
D	¿Está la modalidad de potencia en inversa instalada en 4? Fije Voltaje (Inverso).	56			NO = CE; SI = CQ
E	Fije Ancho de Banda (Inverso).	51			CF
F	Fije Tiempo de Retardo (Inverso).	52			CG
G	¿Está el regulador dedicado a Co-generación?	53			CM
H	Ajuste de Modalidad de Potencia Inversa = 5 (Co-gen).	56	5		NO = CJ; SI = CI
I	¿Desea Ud. indicación de Flujo inverso?				CM
J	Ajuste de Modalidad de Potencia Inversa = 2 (Inverso en Vacío).	56	2		NO = CL; SI = CK
K	Modalidad de Potencia Inversa = 0 (Bloqueado en Directo).	56	0		CQ
L	¿Se usa Compensación de Caída de Línea?				CR
M	Verifique que CF 54 y CF 55 = 0	54 y 55	0		NO = CN; SI = CO
N	Fije la CCL resistiva (Inverso)	54			CQ
O	Fije la CCL reactiva (Inverso)	55			CP
P	Fije Umbral Inverso	57			CQ
Q	La Modalidad Inversa está programada				CR
R					P

REGULADORES CONECTADOS EN DELTA (LÍNEA A LÍNEA)
Determinación de Adelanto u Atraso

Para que un regulador funcione adecuadamente cuando se conecta entre fases, es necesario que el control sea programado con la configuración correcta del regulador en el Código de Función 41. Se debe determinar si está conectado en adelanto o en atraso. El control ayuda al operador en hacer esta determinación.

1. El regulador debe estar instalado.
2. Se debe poner el interruptor de alimentación en internal.
3. Se debe cerrar el interruptor de cuchilla V₁ (y V₆, si está presente).
4. Se debe abrir el interruptor de cuchilla C.
5. El interruptor del control (auto/remote-off-manual) puede estar en cualquier posición.
6. Para el regulador 1, ponga el Código de Función 41 en 1 (Delta en atraso) y verifique el Factor de Potencia, Código de Función 13.
7. Para el mismo regulador ponga el Código de Función 41 en 2 (Delta en adelanto) y verifique el Factor de potencia.
8. Repita los pasos 6 y 7 para cada regulador en el banco.

Para cada regulador, uno de los valores de factor de potencia será razonable y el otro no lo será. Ponga la configuración del regulador (CF 41) en el valor que produce un factor de potencia razonable.

Para un regulador: Ponga el Código de Función 41 en el valor que produce el factor de potencia razonable.

Para dos reguladores en delta abierto: Vea el ejemplo en la Tabla 1-4. En una conexión en delta abierto uno de los reguladores estará siempre en adelanto y el otro en atraso. El factor de potencia razonable para cada regulador debería estar muy cercano al factor de potencia típico del sistema. En este ejemplo, el regulador 1 es la unidad en adelanto y el regulador 2 es la unidad en atraso.

Para tres reguladores en delta cerrado: En delta cerrado, todos los reguladores están en adelanto o en atraso, dependiendo de cómo estén conectados. Si usted fuera conducido a este procedimiento desde el Cuando de Programación del Control, regrese a la línea G.

TABLA 1-4
Muestra de Valores del Factor de Potencia para Reguladores Conectados en Configuración de Delta Abierto

Configuración (CF 41) Instale a Este	Factor de Potencia Grabado (CF 13)		
	Reg. 1	Reg. 2	Reg. 3 Valor
1 (Delta en atraso)	0.94*	-0.77	
2 (Delta en adelanto)	0.17	0.94*	

* Valores razonables de factor de potencia.

COOPER

Cooper Power Systems

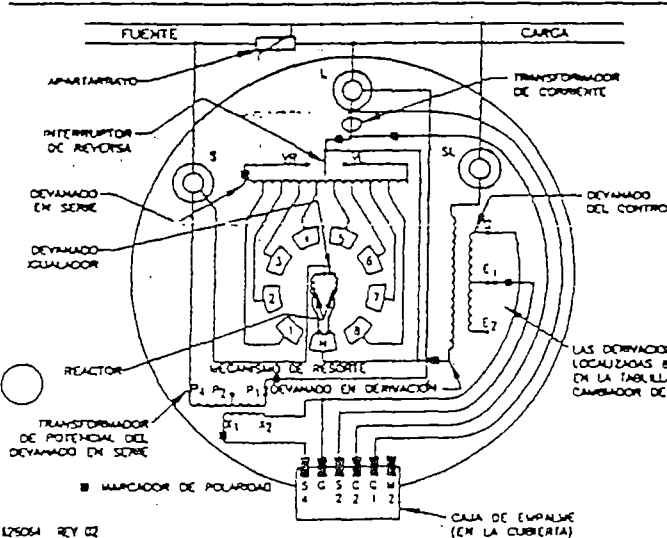
McGRAW-EDISON®
VOLTAGE REGULATOR

REGULADOR DE VOLTAJE DE PASOS VR-32 MONOFASICO AUMENTO DE TEMPERATURA 55/65°C. 60 HZ CLASE-0A-TIPO-B
 KVA **200/224** CARGA AMPS. **200/224** RANGO DE REGULACION ±10% 32- $\frac{5}{8}$ % POR PASO
 VOLTAJE **10000** FECHA DE FABRICACION
 CAT. # MATERIAL DE FABRICACION SHUNT **CU** SERIE **AL**
 KV. **95** RELACION T.C. **200:0.2**

MAN. **CP** SERIE

STOCK #

PESO ELEVACION DEL MECANISMO: KGS. PESO TOTAL KGS. CAPACIDAD ACEITE LTRS.



RENDIMIENTO DE 100	CARGA VOLTS	RENDIMIENTO DEL REACTOR DEL CORRIENTE	RELACION UP, INICIO	RENDIMIENTO DEL CONTROL	VOLTAJE DE TOMADA DE PILONA	RELACION DE UP
<input type="checkbox"/>	10000	E1 & P1	83.3:1	120	120	83.3:1
<input type="checkbox"/>	5000	E2 & P2	41.6:1	120	120	41.6:1
<input type="checkbox"/>						
<input type="checkbox"/>						
<input type="checkbox"/>						
<input type="checkbox"/>						
<input type="checkbox"/>						
<input type="checkbox"/>						

■ MARCADOR DE POLARIDAD
 125064 REY 02
 LLENADO CON ACEITE MINERAL TIPO 3-AMSI CONTENIENDO MENOS DE 1-PPM PCB AL MOMENTO DE LA FABRICACION
 LAS DERIVACIONES ESTAN LOCALIZADAS BAJO ACEITE EN LA TABLILLA DEL CAMBIADOR DE TOMAS
CUIDADO: NO DERIVAR A MENOS QUE SE ESTE EN LA POSICION NEUTRA Y EL INTERRUPTOR DE CONTROL ESTE EN OFF. EL HACERLO PUEDE PROVOCAR DAÑOS AL REGULADOR, DAÑOS PERSONALES O MUERTE. LEA ANTES DE USARLO LOS INSTRUCTIVOS DE INSTALACION Y OPERACION S225-10-4, S225-10-5 O S225-10-10

VALORES DE INTERRUPTOR LIMITE EN EL INDICADOR DE POSICION					
REGULACION LIMITADA A ±	5%	6 1/2%	7 1/2%	8 1/2%	10%
% DE LA CARGA AMPS 55°C	160	135	120	110	100

HECHO EN WAUKESHA WISCONSIN, U.S.A.

1-8
 e Datos de un regulador de 60 hertz con un T.P. Diferencial interno.

Placas con dimensiones y pesos métricos están disponibles si usted lo solicita.

REVISIÓN DE LA OPERACIÓN

Una vez que el control esté ajustado para funcionamiento básico, se debe realizar una revisión de la operación, como sigue:

1. Oprima la tecla "8" para ver el voltaje compensado.
2. Ponga el interruptor del control en la posición MANUAL.
3. Levante el interruptor subir para activar una operación de subida.
4. Deje que el cambiador de tomas funcione por cinco o seis pasos, o los suficientes pasos para llevar el voltaje sobre el nivel de la banda de voltaje.
5. Ahora ponga el interruptor del control en la posición AUTO. Después del tiempo de retardo, el control debería bajar el regulador al borde de banda superior. (EJEMPLO: 120 V y 2 V A.B. = 121 V borde de banda superior). Esto debería aparecer en la pantalla.
6. Después que el voltaje es llevado dentro de la banda y el cambio de tomas ha cesado, mueva el interruptor del control a la posición MANUAL.
7. Presione en el interruptor bajar para activar una operación de bajada.
8. Deje que el cambiador de tomas opera cinco o seis pasos, o los pasos suficientes para llevar el voltaje bajo el nivel de la banda de voltaje.
9. Ahora ponga el interruptor del control en la posición AUTO. Después del tiempo de retardo, el control debería hacer subir el regulador al borde de banda inferior. (EJEMPLO: 120 V y un 2 V A.B. = 119 V borde de banda inferior). Esto debería aparecer en la pantalla. Esto concluye la revisión operacional del control y del regulador.

REVISIÓN DE CALIBRACIÓN EN EL CAMPO

Si el operador también desea revisar la calibración del control, puede realizar los pasos mencionados más abajo.

NOTA: Las revisiones de calibración en el campo son sólo un indicador, y no son tan precisos como el procedimiento descrito en la sección Guía Para La Solución de problemas de este manual, que es un proceso de laboratorio.

1. Conecte un voltímetro exacto true-RMS (como los multímetros Fluke 8026B, 8060A o 8062A) a los terminales del voltímetro en el control.
2. La forma más fácil y más directa de realizar una revisión de calibración es comparar el voltaje que el control ve con el voltaje medido en los terminales de prueba. Esto se lleva a cabo marcando en el teclado:
FUNCIÓN, 47, ENTRAR.
3. Bajo condiciones ideales, el voltaje mostrado en el control coincidirá con el voltaje del voltímetro. En realidad, los voltajes pueden ser levemente diferentes porque:
 - a. La medición y operación está basada en el valor RMS de la frecuencia de línea de 60 Hz. Entonces, los

valores medidos excluyen las influencias de voltajes armónicos, que probablemente están presentes en la línea. Sin embargo, un medidor true-RMS, incluirá estos voltajes armónicos en sus cálculos del voltaje. Esto no presenta un problema con ningún aparato de medición, ya que cada aparato usa un enfoque diferente de medición:

- b. Probablemente la calibración del voltímetro usado para hacer la medición es exacta. Incluso un buen medidor con una precisión básica de 0.5% podría tener un error de tanto como 0.6 V (de un total de 120 V), y todavía ser considerado como en calibración. El control es calibrado usando un suministro de energía estabilizado y voltímetros de referencia, que son periódicamente revisados en su calibración; en el Departamento Nacional de Normas.

NOTA: El control está diseñado para realizar correcciones de relación en el software. A través del uso del transformador corrector de relación (RCT) ubicado en el panel posterior, el voltaje llevado al panel frontal está usualmente ya corregido al voltaje base de 120 V. Sin embargo, existen algunos controles en los cuales este voltaje no es completamente corregido por el RCT. La columna 6 en la Tabla 1-10 o 1-11, página 1-19, da una indicación general de estos voltajes; sin embargo, siempre refiérase a la placa que provea información específica para un regulador en particular. Cualquiera sea el voltaje que resulte de dividir el voltaje nominal del sistema, CF 43, por la relación T.P. total, CF 44, es considerado por el control como el voltaje nominal en la base 120. Entonces, cuando este voltaje aparece en la entrada del control, se informarán 120 voltios como voltaje de salida, CF 6. Del mismo modo, el voltaje compensado, CF 8, será escalado como corresponde. Si el regulador está equipado y programado para funcionar con flujo inverso, el voltaje mostrado en el Código de Función 8 estará correcto incluso durante condiciones de flujo inverso. El voltaje fuente, CF 10, y parámetros calculados, tales como kVA, kW y kvar, no están en la misma escala que los CF 6 y 8, sino que reflejan el verdadero valor del voltaje de línea.

NOTA: El voltaje medido en los terminales de prueba durante el flujo inverso es el nuevo voltaje de fuente en el aislador L del regulador.

A DE SERVICIO Manteniendo la Posición Neutra

ADVERTENCIA: Con el objeto de prevenir posibles lesiones al equipo y heridas a personas, antes que se intente una acción de puenteo, lo siguiente debe ser llevado a cabo: 1) el regulador debe ser puesto en la posición neutra; 2) se deben tomar las acciones necesarias para evitar operación del cambiador de tomas del motor mientras se realiza la acción de puenteo.

El regulador está en cualquier posición que no sea la posición neutra, la parte del devanado serie estará en corto circuito, lo que provoca una alta circulación de corriente que puede dañar severamente al regulador. Si ocurriera una falla de este tipo, podrá representar una amenaza de daño o lesión para el operador.

Para poner el regulador a neutro. El regulador puede ser puesto de servicio en forma segura sin interrumpir la operación de la carga solamente en la posición neutra. Se debe usar más de un método para determinar si el regulador está en neutro.

Regresar el Regulador a Neutro

Operar el control para subir o bajar el regulador hasta que esté en la posición neutra.

ADVERTENCIA: Un regulador debería hacer puenteo con la línea energizada solamente si tanto el indicador de posición como la luz del neutro indican el neutro. Si no indican el neutro, la línea debería ser desenergizada para evitar cortocircuitar parte del devanado serie.

ADVERTENCIA: Siempre use el interruptor del control (indicado como AUTO/REMOTE-OFF- MANUAL) para poner el regulador, no el interruptor de alimentación. El no hacerlo puede provocar que el cambiador de tomas salga de servicio inmediatamente cuando se sea energizado.

Cuando el regulador esté en neutro, la luz de éste se encenderá automáticamente y el indicador de posición apuntará al cero.

ADVERTENCIA: Para detener el regulador en la posición neutra, se debe APAGAR (OFF) durante el periodo de operación desde la posición 1ª a la posición cero. El ponerlo a OFF antes de alcanzar la posición neutra evita

3. Para mayor seguridad, recomendamos verificar que el regulador esté en la posición neutra usando los siguientes métodos:

- Verifique que la luz del indicador del neutro en el control esté indicando la posición neutra. El neutro solamente se indica cuando la luz está continuamente iluminada.
- Verifique que el indicador de posición esté en la posición neutra.
- Usando un método aceptable, verifique que no haya diferencia de voltajes entre los aisladores de fuente y de carga.

4. Cuando se ha puesto el regulador en la posición neutra, y previo al puenteo, se deben tomar medidas adicionales de seguridad para asegurar que el cambiador de tomas no cambiará accidentalmente a la posición fuera del neutro. Esto puede ser realizado haciendo lo siguiente:

- Ponga el interruptor control (manual-off-auto) en la posición OFF (apagar).
- Remueva el fusible del motor.
- Ponga el interruptor de alimentación del control en la posición OFF.
- Abra el interruptor de cuchilla V_1 (y V_6 si está presente) localizado en el panel posterior del control.

Si se toman todas las precauciones mencionadas anteriormente, la probabilidad de dañar el regulador o herir al personal está eliminada.

Desenergizando el Regulador

Una vez que se haya establecido que el regulador está en neutro, siga inmediatamente con los siguientes pasos:

- Apague el interruptor del control (OFF).
- Apague el interruptor de alimentación del control (OFF).
- Abra el interruptor de cuchilla V_1 (y V_6 si está presente) en el panel posterior (vea la Figura 1-7, página 1-3).
- Quite el fusible del motor de 6 A.
- Cierre el desconectador puenteo.
- Abra el desconectador de fuente (S).
- Abra el desconectador de carga (L).
- Abra el desconectador fuente-carga (SL). (En aplicaciones delta solamente).

NOTA: Si se utiliza un desconectador puenteo de regulador en vez de tres interruptores separados, los pasos 5, 6 y 7 son ejecutados en una operación.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Inspecciones periódicas

Los reguladores de voltaje del tipo paso a paso están diseñados para brindar muchos años de funcionamiento libres de problemas. El funcionamiento adecuado del regulador puede ser revisado sin sacar la unidad de servicio. Usando la modalidad manual de operación, haga funcionar el regulador en varios pasos en dirección de subida, y luego regrese el control a auto. Después que el tiempo de retardo programado en el control termina, el regulador debería regresar dentro del ancho de banda (el cual probablemente estará en la misma posición en la que usted partió, a menos que el voltaje de entrada esté variando constantemente). Cuando esto ha sido completado, use la modalidad manual de operación para hacer funcionar el regulador en varios pasos en dirección de bajada, y luego vuelva a poner el control en auto. Después del tiempo de retardo, el regulador debería regresar dentro del ancho de banda.

Si el regulador no funcionara correctamente, se puede comprobar con un control sustituto antes de sacar la unidad del servicio. Refiérase a las siguientes secciones para procedimientos adecuados para remover y restituir el control.

Debido a que la vida útil del regulador es afectada por su uso, puede ser aconsejable sacar de servicio al regulador periódicamente y desembalar y abrir la unidad para verificar desgaste de contacto, dieléctrico del aceite, etc. El tiempo para esto variará, dependiendo de la experiencia pasada de un usuario en particular.

Se debe revisar el aceite antes de poner en servicio, si no se ha energizado en un período largo, o durante los procedimientos de mantenimiento normales. La Tabla 1-5 muestra las características que debería tener.

TABLA 1-5
Características del Aceite

	Nuevo*	Usado*
Rigidez Dieléctrica (KV mínimo) ASTM D 1816-84	40	34
.08 pulgada de abertura ASTM D877-87	30	26
Tensión Interfacial ASTM D971-91 (MN/m)	35	24
Agua ASTM D1533-88 (ppm máximo)	25	35

* Por C57, 106, Tabla 2.

** Por C57, 106, Tabla 5.

Quitar el Panel Frontal del Control

El panel frontal puede ser removido del regulador con el regulador energizado.

Para abrir el panel frontal, desatornille los botones moleteados cautivos en el lado izquierdo del panel. Esto permite que el control se mueva sobre sus bisagras. Con el control abierto, el panel posterior es fácilmente accesible. El diseño de la caja del control, del panel posterior y del panel frontal posibilita una fácil reposición del panel frontal, dejando intactos el panel posterior, la caja del control y el cable. Para remover el panel frontal, proceda como sigue.

1. Presione cerrando el interruptor de cuchillos, C. Esto pone en cortocircuito el secundario del regulador CT.



ADVERTENCIA: Cierre el interruptor de cuchillos, C antes de intentar sacar la peineta de conexiones. El no hacerlo de este modo abrirá el circuito CT del regulador y producirá una tensión de salto en el control.

2. Abra el desconectador de apertura, V_1 , (y V_6 si está presente). Esto desenergiza el panel frontal.
3. Suelte los tornillos en la regleta de conexiones (TB2) en el fondo del panel posterior.
4. Saque la peineta de conexiones de la regleta.
5. Desconecte el conductor de tierra del panel frontal del panel posterior.

El panel frontal puede ahora ser sacado de sus bisagras. Se debe tener cuidado para evitar daño al panel frontal del control durante su traslado y/o almacenamiento

Reemplazar del Panel Frontal del Control

Para reemplazar un panel frontal en el gabinete de control, siga el procedimiento delineado a continuación:

1. Enganche el panel frontal en sus bisagras de la caja.
2. Conecte el conductor de tierra del panel frontal al panel posterior.
3. Inserte la peineta de conexiones del alambrado del panel frontal bajo los tornillos de la regleta TB₂.
4. Apriete los tornillos en la regleta de conexiones.
5. Cierre el desconectador de apertura, V_1 , (y V_6 si está presente).
6. Abra el interruptor de cuchillos de corriente, C.



ADVERTENCIA: No abra el interruptor de cuchillos de corriente, C, hasta que los tornillos hayan sido apretados en la regleta de conexiones. El no hacerlo así podría abrir el secundario del CT del regulador, causando una tensión de salto en el control.

7. Cierre el panel y apriete los tornillos de fijación del panel.

Descarga del Regulador

1. Manualmente haga avanzar el cambiador de tomas a neutro, si es posible. Si no lo es, tome nota de la posición del indicador de posición antes del quitar el tanque.
2. Saque los pernos de montaje que sujetan el gabinete del control al tanque.
3. Saque el pararrayo serie. Suelte la presión interna usando un dispositivo de alivio de presión en el costado del regulador.
4. Suelte la tapa sacando el anillo de fijación o los pernos de la tapa.
5. Adhiera un estrobo o ganchos con barra espaciadora (Figura 1-9) a las argollas de levantamiento (anillos) y levante la tapa, con el conjunto núcleo-y-bobina, adherido a ella, hasta que la parte superior de la bobina esté aproximadamente una pulgada bajo aceite. Se debe guiar al gabinete del control para evitar un desengranaje durante el levantamiento. Un bloqueo entre la tapa y el borde del tanque debería ser usado para suspender el conjunto núcleo-y-bobina dentro del aceite hasta que se complete la mantención del cambiador de tomas o de otro elemento.



PRECAUCIÓN: Antes de levantar de su tanque un regulador enfriado con ventiladores, (1) baje el nivel de aceite por debajo del termómetro, luego (2) saque el bulbo del termómetro. El no hacerlo conducirá a un daño de éste y/o a derrame de aceite cuando se levante el conjunto interno.

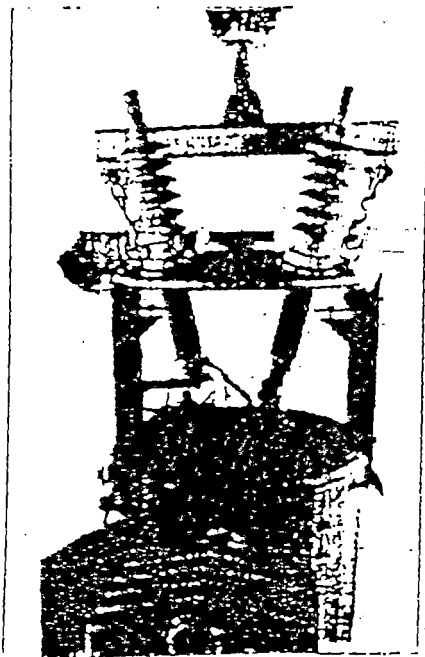


Figura 1-9.
Sacando los Componentes Internos del tanque.

Envasado del Regulador

Vuelva a envasar el regulador como sigue:

1. Asegúrese que el indicador de posición muestre la posición real del cambiador de tomas. Si no es así, saque el cable indicador del eje del indicador de posición en la caja de conexiones después de soltar el tornillo de ajuste. Rote el eje del indicador hasta que se alcanza la posición adecuada, luego apriete el tornillo de ajuste. Verifique la coordinación del indicador de posición con el cambiador de tomas en la posición neutra (la luz del neutro del control se encenderá).
 2. Revise las superficies de asiento del empaque en la tapa y tanque y límpielas completamente. Limpie el empaque y póngala en la ranura del tanque. Suelte los pernos del canal de lado horizontal para asegurar un enganche adecuado del regulador en el tanque y sello de la tapa.
 3. Levante el conjunto de la tapa y componentes adheridos por sobre el tanque. Asegúrese de que tenga la orientación adecuada.
 4. Baje la unidad, poniendo los canales en las guías del tanque. Guíe el gabinete de control en sus soportes.
 5. Asiente la unidad en el tanque. Apriete las abrazaderas o pernos de la tapa y vuelva a poner los pernos de montaje del gabinete de control.
- NOTA: Golpee la tapa con un martillo de goma alrededor del borde mientras se aprieta la tapa para asentar adecuadamente el empaque.
6. Revise y vuelva a apretar los pernos de canales laterales horizontales a través del agujero de inspección, si es necesario.

Mantenimiento

El siguiente es el programa de mantenimiento recomendado para un regulador que ha sido abierto:

1. Revise el apriete de las conexiones.
2. Revise el desgaste de todos los contactos (refiérase a S225-10-2).
3. Evite sacar el conjunto principal núcleo-y-bobina del aceite excepto cuando ocurra una falla de bobinado. Un bloque entre la tapa y el ranura del tanque debería ser usado para suspender el conjunto núcleo-y-bobina dentro del aceite hasta que se complete la mantención del cambiador de tomas o de otro elemento.



ADVERTENCIA: Cuando se levante el conjunto interno para inspección o mantenimiento, se debe poner un bloqueo entre la tapa y la parte superior del tanque para evitar la caída del conjunto si falla el aparato de izaje.

Si es necesario sacar el conjunto principal núcleo-y-bobina del aceite, se deben seguir los siguiente pasos:

- a. El cambiador de tomas no debe ser sometido a temperaturas sobre 66° C (150° F). Se debe desmontar la unidad es sometida a temperaturas superiores

- b. Si la unidad está fuera del aceite por más de cuatro horas, se debe volver al horno por un mínimo de 24 horas a 100° C (212° F). El número máximo de veces que una unidad debe ser secada en horno es dos.
 - c. Dentro de las cuatro horas posteriores al secado en horno, la unidad debería ser armada y llenada con aceite.
 - d. Se recomienda la aplicación de un vacío en la unidad de al menos una hora (2 mm de vacío o más) después que la unidad sea vuelta a llenar completamente con aceite. Si el tratamiento de vacío no está disponible, permita que el conjunto interno completo repose en el aceite por al menos cinco días antes de energizar.
 - e. No ensaye la unidad hasta que el tratamiento de vacío o de reposo hayan sido completados.
4. Considere renovar el control reemplazándolo por uno de nuevo diseño.

CONSTRUCCIÓN

Protección de Sobretensión

Pararrayo serie

Todos los reguladores VR-32 están equipados con un pararrayo puenteo conectado a través del devanado serie entre los aisladores de fuente (S) y carga (L). Este pararrayo puenteo limita el voltaje desarrollado a través del devanado serie durante la caída de descargas atmosféricas, sobretensiones de maniobra y de fallas de líneas. Se puede ver el pararrayo en serie en la Figura 2, página 2. Un pararrayo de sobretensión en serie tipo MOV de 3 kV ofrece protección del devanado serie a todos los reguladores, excepto a aquellos con una tensión nominal de 33.000 V, que tienen un pararrayo en serie tipo MOV de 6 kV.

Tabla 1-6
Datos de Aplicación de Pararrayos en Paralelo (shunt)

Rango de Voltaje del Regulador	Voltajes Nominales del Sistema (volts)		Tensiones Nominales Recomendadas de Pararrayos Tipo MOV en Paralelo (kv)
	Delta o una fase	Estrella Alernzada en Varios Puntos	
2500/4330Y	2400	2400/4160	3
	2500	2500/4300	
	4160	4160/7200	
	4330	4330/7500	
5000/8660Y	4800	4800/8320	6
	5000	5000/8660	
	6900	6900/11950	
	7200	7200/12470	
7620/13200Y	7620	7620/13200	9
	7970	7970/13800	
	11000		
	13800		
14400/24940Y	12470		15
	13200		
	13800		
	14440		
	13800/23900		
	14400/24940		
19920/34500GrdY		19920/34500	27
	22000		
22000	22000		27
33000	3300		36

Pararrayos en Paralelo

Un pararrayo en paralelo es un accesorio opcional en el regulador VR-32 para protección del devanado paralelo. El pararrayo en paralelo es un aparato directamente conectado, montado en el tanque y conectado entre el aislador carga L y tierra. Para protección adicional un pararrayo en paralelo también puede ser instalado entre el aislador S (fuente) y tierra.

Para resultados óptimos, ubique estos pararrayos en las perforaciones con hilo que existen en el tanque cerca del aislador. Conecte el regulador y el pararrayo a la misma conexión a tierra usando el cable más corto posible. Los datos de aplicación de un pararrayo en paralelo aparecen en la Tabla 1-6.

Indicador de Posición y Capacidad ADD-AMP

El indicador de posición (Figura 1-10) está montado en una caja y conectado al cambiador de tomas a través de un eje flexible, pasando a través de la caja de conexiones y tarjeta de conexiones vía un collarín (buje) de sellado.

La esfera del indicador está graduada en pasos, numeradas del 1 al 16, a cada lado del cero, que designa al neutro. Las manecillas de arrastre indican las posiciones máxima y mínima alcanzadas durante las operaciones de subida y de bajada. Las manecillas de arrastre se reposicionan automáticamente alrededor de la manecilla del indicador de posición haciendo funcionar el interruptor de reposición (reajustar) del panel frontal.

Durante el flujo de potencia directo, la manecilla principal del indicador de posición estará a la derecha de la posición neutra cuando el regulador esté subiendo (boosting). Durante el flujo de potencia inversa, la manecilla principal estará a la izquierda de la posición neutra cuando el regulador esté subiendo (boosting).

La característica ADD-AMP de los reguladores VR-32 permite una capacidad mayor de corriente mediante la reducción del rango de regulación. Esto se lleva a cabo ajustando los interruptores límite en el indicador de posición de manera que el cambiador de tomas no vaya más allá de una posición establecida, tanto en la dirección de subir como de bajar. Los interruptores límite tienen escalas graduadas en regulación de porcentaje, y son ajustables a valores específicos de 5, 6, 7, 8 y 10% de regulación para alterar el intervalo de regulación. Los cinco posibles rangos de corrientes de carga asociados con los intervalos de regulación reducidos están resumidos en las Tablas 1-7 y 1-8. En cada ajuste, un tope proporciona un ajuste correcto. No se recomiendan ajustes fuera de tales topes. Los límites de subida o de bajada no necesitan tener el mismo valor a menos que sea posible flujo de potencia de sentido inverso.

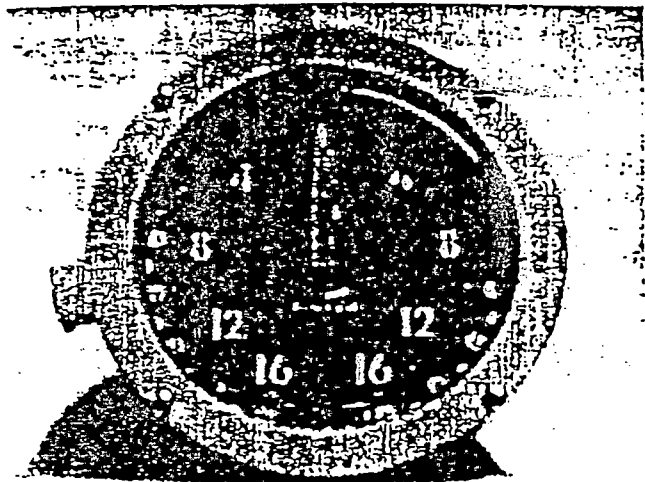


Figura 1-10.

Indicador de posición:

AJUSTANDO LOS INTERRUPTORES LÍMITE

Después de ajustar los interruptores límite, asegúrese que los otros ajustes no entrarán en conflicto con la posición del cambiador de tomas presente. No sitúe los interruptores bajo la posición del cambiador de tomas indicada. Por ejemplo, si la posición del indicador está en el paso 12 y el cambio que se va a hacer es desde más o menos 10% (paso 12) a más o menos 5% (paso 8), haga avanzar el cambiador de tomas de vuelta el 7 o menos, manualmente. Luego, ponga los interruptores límite a regulación más o menos 5%.

Se deberían ajustar interruptores de límite en previsión de desviación máxima del voltaje primario. Por ejemplo, en un sitio donde se van a mantener 7200 V, más o menos 10% sufrirá voltajes fuera de este rango, el regulador no podrá mantener el voltaje al nivel preseleccionado, en este caso 7200 V. El cambiador de tomas habrá avanzado a la posición de toma máxima y será incapaz de regular más allá. Una regulación de cinco por ciento acomodará voltajes de circuito entre 6840 y 7560 V manteniendo 7200 V para todos los voltajes en este rango.

Para ajustar interruptores de límite, siga este procedimiento en los pasos:

1. Suelte los tornillos cautivos que aseguran el bisel y gírelo para abrir.
2. Levante la leva de ajuste del interruptor de límite del trinquete y deslícelo al nuevo ajuste, permitiendo que la leva encaje en la tapa.

TABLA 1-7

Capacidades ADD-AMP de Valores Nominales en 60Hz

Volts Nominales	kVA Nominales	Corrientes de Carga Nominales (amperios):				
		Rango de Regulación:				
		± 10%	± 5%	± 7 1/2%	± 5%	± 5%
2500	25	100/112	110	120	135	160
	50	200/224	220	240	270	320
	75	300/336	330	360	405	480
	100	400/448	440	480	540	640
	125	500/560	550	600	668	800
	167	668	668	668	668	668
	250	1000/1120	1000	1000	1000	1000
	333	1332/1492	1332	1332	1332	1332
	416.3	1665/1865	1665	1665	1665	1665
	25	50/56	55	60	68	80
5000	50	100/112	110	120	135	160
	100	200/224	220	240	270	320
	125	250/280	275	300	338	400
	167	334/374	367	401	451	534
	250	500/560	550	600	668	800
	333	668	668	668	668	668
	416.3	833/900	833	833	833	833
	38.1	50/56	55	60	68	80
	57.2	75/84	83	90	101	120
	76.2	100/112	110	120	135	160
7820	114.3	150/168	165	180	203	240
	167	219/245	241	263	296	350
	250	328/367	361	384	433	525
	333	438/491	482	526	595	708
	416.3	548/614	603	658	744	888
	500	658/668	668	668	668	668
	667	875/900	875	875	875	875
	833	1093/1224	1093	1093	1093	1093
	69	50/56	55	60	68	80
	138	100/112	110	120	135	160
13800	207	150/168	165	180	203	240
	276	200/224	220	240	270	320
	414	300/336	330	360	405	480
	500	362/405	398	434	489	579
	552	400/448	440	480	540	640
	667	483/541	531	580	625	750
	833	604/668	664	668	668	668
	72	50/56	55	60	68	80
	144	100/112	110	120	135	160
	288	200/224	220	240	270	320
14400	333	219/245	241	263	296	350
	416	281/309	318	347	390	462
	432	300/336	330	360	405	480
	500	347/389	382	416	468	555
	576	400/448	440	480	540	640
	667	463/519	509	556	625	750
	720	500/560	550	600	668	800
	833	578/647	636	668	668	668
	50	25/28	28	30	34	40
	100	50/56	55	60	68	80
19920	200	100.4/112	110	120	135	160
	333	167/187	184	200	225	267
	400	200.8/224	220	240	270	320
	500	250/280	275	300	338	400
	667	335/375	369	402	452	536
833	418/468	460	502	564	668	

* La elevación nominal de temperatura a 55/65° C en los reguladores VR-32 provoca un aumento adicional en capacidad en el caso que la corriente nominal máxima del cambiador de tomas no haya sido excedida. Para carga por sobre los valores anteriores por favor consulte a la fábrica.

Tabla 1-8 Capacidades ADD-AMP Valores Nominales en 50Hz

Volts Nominales	kVA Nominales	Corrientes de Carga Nominales (amperios)				
		Rango de Regulación				
		+10%	+8%	+7%	+6%	+5%
6600	33	50/56	55	60	68	80
	55	100/112	110	120	135	160
	99	150/168	165	180	203	240
	132	200/224	220	240	270	320
	198	300/336	330	360	405	480
	254	400/448	440	480	540	640
	330	500/560	550	600	668	668
	396	600/668	660	668	668	668
	55	50/56	55	60	68	80
	110	100/112	110	120	135	160
11000	165	150/168	165	180	203	240
	220	200/224	220	240	270	320
	330	300/336	330	360	405	480
	440	400/448	440	480	540	640
	550	500/560	550	600	668	668
	660	600/668	660	668	668	668
	75	50/56	55	60	68	80
	150	100/112	110	120	135	160
	225	150/168	165	180	203	240
	300	200/224	220	240	270	320
15000	450	300/336	330	360	405	480
	600	400/448	440	480	540	640
	750	500/560	550	600	668	668
	110	50/56	55	60	68	80
	220	100/112	110	120	135	160
22000	330	150/168	165	180	203	240
	440	200/224	220	240	270	320
	660	300/336	330	360	405	480
	165	50/56	55	60	68	80
33000	330	100/112	110	120	135	160
	495	150/168	165	180	203	240
	660	200/224	220	240	270	320

Tabla 1-9 Aplicaciones del Transformador de Corriente (50 y 60 Hz)

Corriente Nominal del Regulador	Corriente Primaria del C.T.
25	25
50	50
75	75
100	100
150	150
167, 200	200
219, 231, 250	250
289, 300	300
328, 334, 347, 400	400
418, 438, 463, 500	500
548, 578, 656, 668	600
833, 875, 1000, 1093	1000
1332, 1665	1600

La elevación nominal de temperatura a 55/65° C en los reguladores VR-32 brinda un aumento adicional en capacidad en el caso que la corriente nominal máxima del transformador de tomas no haya sido excedida. Para carga por sobre los valores anteriores por favor consulte a la fábrica.

Estructura Interna y Diagramas del Devanado

Los conjuntos principales núcleo-y-bobina son de la configuración de tipo acorazada. El devanado serie en el lado de entrada (fuente) del regulador (Figura 1-11) permite que todos los devanados (control, en paralelo y en serie) estén localizados en una bobina. El voltaje de carga es leído directamente por el devanado de control.

Los reguladores que tienen el devanado serie en el lado de salida (carga) (Figura 1-12) posee una configuración de bobina idéntica, pero tienen un transformador de potencial separado instalado en el lado de salida en lugar de un devanado de control. Este voltaje es luego aplicado al circuito sensor del control.

El devanado del control es bobinado en el núcleo para obtener un voltaje de alimentación para el motor del cambiador de tomas y los circuitos sensores del control. Este devanado dispone de derivaciones para corrección de pasos amplios de la razón de potencial.

El devanado paralelo es bobinado por sobre la parte superior del devanado del control con el devanado serie a su vez bobinado por sobre la parte superior del devanado paralelo. La mayoría de los reguladores, dependiendo de su tamaño nominal, tienen un devanado igualador. Si es usado, el devanado igualador es devanado fuera de la bobina por sobre el devanado serie.

La Figura 1-3 muestra un circuito de potencia típico con un transformador en serie. Este diseño es utilizado cuando el rango de la corriente de carga excede el rango del cambiador de tomas. En este tipo de diseño, las pérdidas del devanado del transformador en serie son una función de la carga solamente y son independientes de la posición de la toma. Debido a esto, limitar el rango de regulación de voltaje no reduce pérdidas y, por lo tanto, la función ADD-AMP no es aplicable.

El reactor de puenteo es de diseño tipo núcleo, que consiste en una bobina en cada columna del núcleo. La mitad interior de la bobina está conectada a la mitad externa de la otra bobina y viceversa, proporcionando igual corriente en cada mitad del devanado del reactor. El entrelazado de las dos bobinas reduce la reactancia de fuga entre los devanados a un nivel muy bajo. Este reactor está completamente aislado de tierra por aisladores de pie; ya que la bobina del reactor está a voltaje de línea con respecto a tierra. El núcleo del reactor, abrazaderas del núcleo y otras piezas asociadas se acercan a este nivel.

El transformador de corriente es un toroide; a través del cual pasa la corriente de carga. Proporciona una corriente proporcional a la corriente de carga al circuito compensador de caída de línea en el control y a paquetes de medición opcional.

El cambiador de tomas permite al regulador proporcionar regulación en pasos proporcionalmente precisos y suaves a una velocidad controlada que minimiza el arco y extiende la vida de los contactos. Se utilizan cuatro cambiadores diferentes a través de la línea de potencias del regulador. Las Figuras 6-3 y 6-4 en la sección de solución de problemas ilustra esquemas de devanado interno típico de los varios tipos de construcciones de reguladores. La mayoría de los alambrados están sobre el cambiador de tomas mismo. La aplicación, solución de problemas y operación de los cambiadores de tomas de resorte e impulsión directa y componentes relacionados se cubren extensamente en el Manual de Servicio S225-10-2.

La regleta de terminales dentro de la caja de conexiones en la tapa, conecta el alambrado interno del tanque al indicador de posición y al control. El alambrado de la caja de conexiones se muestra en la Figura 6-1, página 6-5.

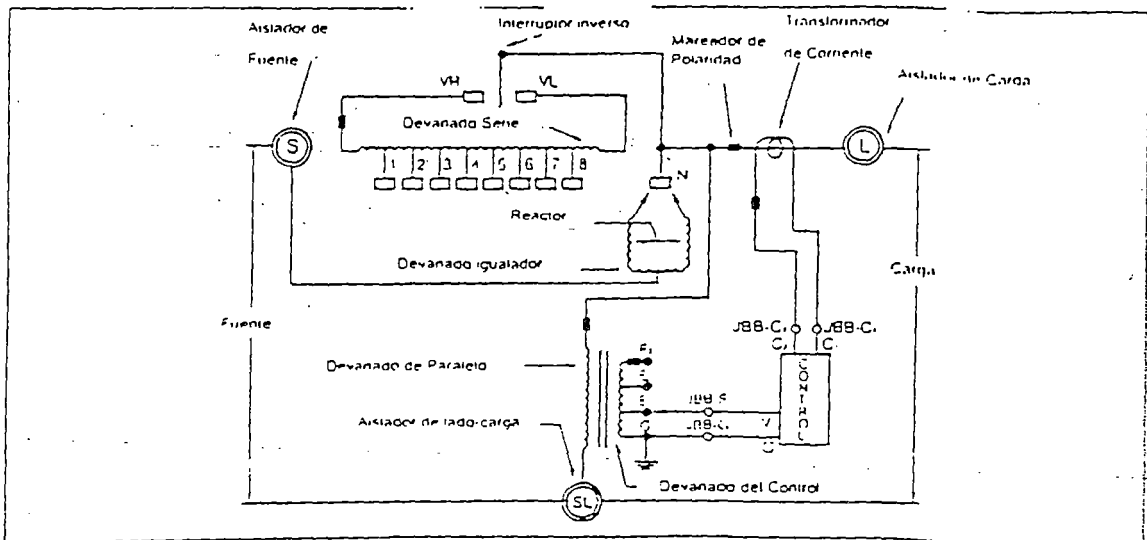


Figura 1-11. Circuito de potencia-devanado serie localizado en el lado-fuente (ANSI Tipo B)

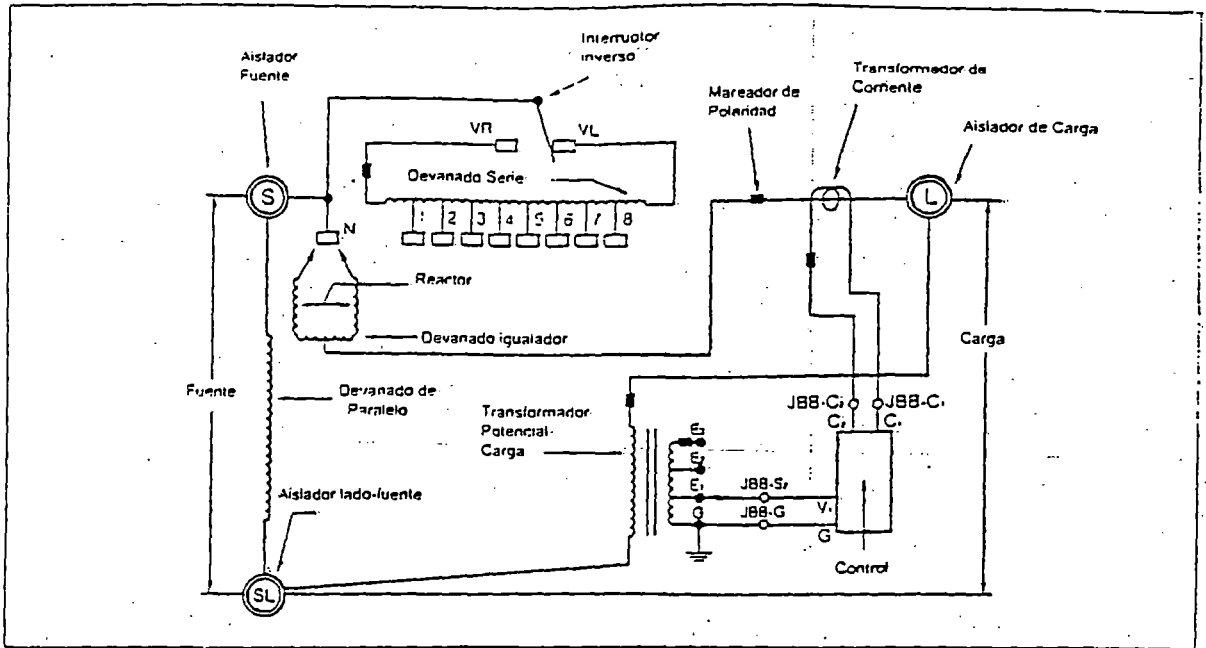


Figura 1-12.
Circuito de potencia - devanado serie localizado en la lado-carga (ANSI Tipo A).

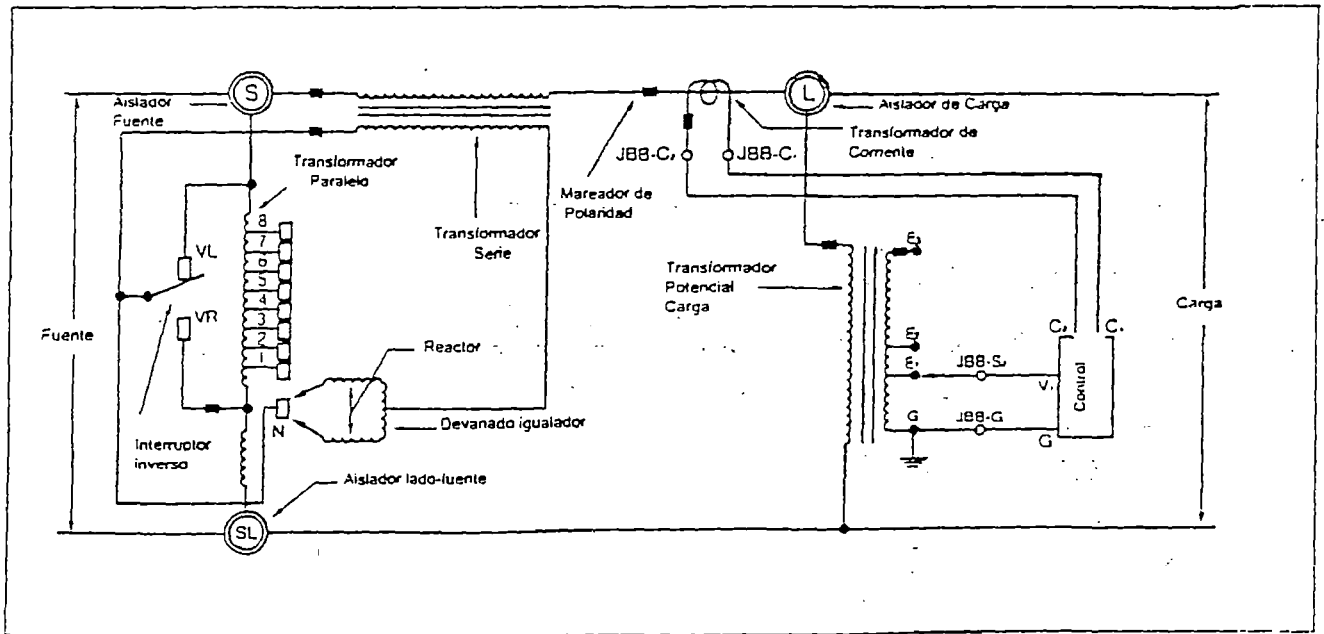


Figura 1-13.
Circuito de potencia - transformador serie.

CIRCUITOS DE VOLTAJE

Todos los reguladores McGraw-Edison VR-32 tienen provisiones para funcionar en sistemas de voltaje inferiores a los valores nominales de la placa, como se ilustra a través de las Tablas 1-10 y 1-11. Esto se lleva a cabo proporcionando un devanado sensor de potencial de voltaje con tomas, que corresponden aproximadamente a los sistemas de voltaje apropiados. Esta fuente puede ser un devanado en el conjunto principal núcleo/bobina, o un transformador de potencial separado localizada en el lado de salida (carga) del regulador. Las tomas de este devanado son traídas a una tarjeta de terminales localizado en la parte superior del conjunto del cambiador de tomas, bajo aceite y marcadas E_1 , E_2 , etc. Las conexiones se hacen con terminales que se pueden enchufar y son fácilmente accesados a través de la escotilla de inspección.

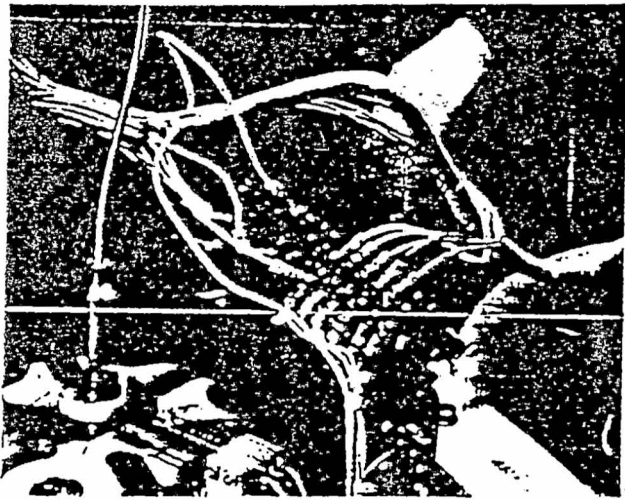


Figura 1-14.
Terminales de toma internos.

El devanado de potencial con tomas no puede siempre proporcionar ajuste del voltaje suficientemente fino para los dispositivos del control. Un autotransformador con tomas es, por lo tanto, usado para ajuste de voltaje fino. Este transformador se denomina Transformador de Corrección de Relación (RCT_1) tiene tomas de entrada a 104, 110, 115, 120, 127, 133 V. La toma de salida al control se fija como en 120 V. El RCT_1 está localizado en el panel posterior del gabinete de control (vea la Figura 1-7, página 1-3). Para operar el regulador en un sistema de voltaje distinto al nominal, se debe hacer la selección adecuada para la toma interna y la toma RCT_1 , y el control debe ser programado adecuadamente en el Código de Función 3 (Voltaje de Línea del Sistema) y el Código de Función 44 (Razón T.P. Total). La placa siempre proporciona todos estos valores para los sistemas de voltaje comunes, que son aplicables para el regulador en particular (ver Figura 1-8, en la página 1-8)

El voltaje desarrollado por el devanado sensor es traído desde la tarjeta de terminales del cambiador de tomas a la tarjeta de terminales de la caja de conexiones a través del cable de control, dentro del gabinete, terminando en el interruptor de cuchilla denominado V_1 . El abrir el interruptor de cuchilla provee un medio visible de dejar sin alimentación al control y al panel posterior, permitiendo, entonces, al operador trabajar en forma segura en la circuitería del control mientras el regulador está energizado. Desde el interruptor de cuchilla, el voltaje es corregido en razón por el RCT_1 , como se describió anteriormente. Note, también, que en este transformador ocurre una separación de circuitos sensores y del motor. El circuito del motor es dirigido directamente al panel frontal del control y el potencial sensor es traído de vuelta a la tarjeta de terminales superior a través de una serie de conexiones removibles, y luego al panel frontal. Este esquema permite la completa intercambiabilidad con todos los controles serie-CL y accesorios que les acompañan.

Aplicaciones que involucran un flujo de potencia inversa tendrán una segunda fuente de voltaje interna instalada en el regulador para desarrollar un voltaje lado-fuente, que es necesaria durante operación inversa. Se utiliza un T.P. diferencial en los reguladores McGraw-Edison para medir el voltaje a través del devanado serie, el cual es luego utilizado para desarrollar un voltaje lado-fuente. El diferencial T.P. tendrá tomas similares al T.P. de salida. Estas tomas también están localizadas en la tarjeta de terminales del cambiador de tomas y están marcadas P_1 , P_2 , etc. El potencial es luego traído directamente al interruptor de cuchilla, denominado V_6 , y luego pasa a través de RCT_2 para corrección de razón (similar al realizado para V_1). El diferencial de voltaje V_6 , una vez corregido por RCT_2 , es denominado V_7 y es luego llevado al panel de control frontal.

En el panel frontal, los tres potenciales (V_s , voltaje sensor; V_7 , voltaje diferencial; V_m , voltaje del motor) son todas directamente traídas al interruptor de alimentación. (La aplicación normal no tiene el voltaje diferencial V_7 instalado. En estos casos, el terminal V_7 es conectado al terminal V_s en el panel posterior del control, y el software del control luego reconoce que el voltaje V_7 no está presente).

El interruptor de alimentación tiene tres posiciones: interno, apagada, y externo. La posición interna da energía al control desde el devanado sensor del regulador, y la posición externa permite un suministro externo de 120 V para ser usados para operar el cambiador de tomas y el control. Cuando el interruptor de alimentación está en la posición externa, el suministro interno es desconectado para evitar energizar accidentalmente el devanado de alto voltaje y los aisladores. Los terminales de fuente externos están localizados al lado de los terminales de prueba del voltímetro. Los terminales del voltímetro permiten el monitoreo del voltaje que se aplica a la tarjeta de circuito, que es el voltaje de salida del RCT_1 y el voltaje mostrado en el Código de Función 47 en el control.

Los tres voltajes son llevados desde el interruptor de alimentación al respectivo fusible del motor de 5 A. el fusible del panel 2 A, y el fusible de voltaje diferencial 2 A. Desde el fusible 6 A. el potencial del motor proporciona energía al interruptor selector auto/manual, el solenoide de reposición de la manecilla de arrastre, la luz del neutro, y los circuitos del interruptor de alimentación sostenida (fuente alternativa del motor). El voltaje sensor y el voltaje diferencial están conectados directamente a los terminales de entrada de la tarjeta respectiva.

TABLA 1-10
Niveles de voltaje y conexiones de toma VR-32
(60 Hz)

Voltaje Nominal del Regulador	Voltaje Mono-fásico Nominal	Valores del Ajuste de Relación			Voltaje Terminal de Prueba	Relación de Potencia Total	
		Toma Interna*	Relación TP	Toma RT			
1	2	3	4	5	6	7	
2500	2500	-	20:1	120	125	20:1	
	2400	-	20:1	120	120	20:1	
	5000	5000	E1/P1	40:1	120	125	40:1
5000	4800	E1/P1	40:1	120	120	40:1	
	4160	E1/P1	40:1	104	120	34.7:1	
	2400	E2/P2	20:1	120	120	20:1	
	7620	8000	E1/P1	60:1	133	120.5	66.5:1
7620	7970	E1/P1	60:1	133	120	66.5:1	
	7620	E1/P1	60:1	127	120	63.5:1	
	7200	E1/P1	60:1	120	120	60:1	
	6930	E1/P1	60:1	115	120.5	57.5:1	
	4800	E2/P2	40:1	120	120	40:1	
	4160	E2/P2	40:1	104	120	34.7:1	
	2400	E3/P3	20:1	120	120	20:1	
	13800	13800	E1/P1	115:1	120	120	115:1
	13200	E1/P1	115:1	115	120	110.2:1	
	12000	E1/P1	115:1	104	120	99.7:1	
14400	7970	E2/P2	57.5:1	133	125	63.7:1	
	7620	E2/P2	57.5:1	133	120	63.7:1	
	7200	E2/P2	57.5:1	120	125	57.5:1	
	6930	E2/P2	57.5:1	120	120.5	57.5:1	
	14400	E1/P1	120:1	120	120	120:1	
	13800	E1/P1	120:1	115	120	115:1	
	13200	E1/P1	120:1	110	120	110:1	
19920	12000	E1/P1	120:1	104	115.5	104:1	
	7970	E2/P2	60:1	133	120	66.5:1	
	7620	E2/P2	60:1	127	120	63.5:1	
	7200	E2/P2	60:1	120	120	60:1	
	6930	E2/P2	60:1	115	120.5	57.5:1	
	19920	19920	-	166:1	120	120	166:1
17200	-	-	166:1	104	120	143.9:1	

* Las tomas P son usadas con tomas E sólo en reguladores donde se usa un transformador de potencial interno junto con un devanado de control para suministrar voltaje al control. Vea la placa para verificar este tipo de suministro al control

** El voltaje del terminal de prueba y la razón de potencial total puede variar levemente de un regulador a otro. Vea la placa del regulador para determinar los valores exactos.

TABLA 1-11
Niveles de voltaje (50 Hz) y conexiones de toma VR-32

Voltaje Nominal del Regulador	Voltaje Mono-fásico Nominal	Valores del Ajuste de Relación		Toma RCT	Voltaje Terminal de Prueba	Relación Potencia Total
		Toma Interna*	Relación TP			
1	2	3	4	5	6	7
6600	6930	-	55:1	127	119	58.2:1
	6600	-	55:1	120	120	55:1
	6350	-	55:1	115	120.5	52.7:1
	6000	-	55:1	110	119	50.4:1
	5500	-	55:1	104	115.5	47.7:1
11000	11600	E1/P1	91.7:1	127	119.5	97:1
	11000	E1/P1	91.7:1	120	120	91.7:1
	10000	E1/P1	91.7:1	110	119	84.1:1
	6930	E2/P2	55:1	127	119	58.2:1
	6600	E2/P2	55:1	120	120	55:1
15000	6350	E2/P2	55:1	115	120	52.7:1
	6000	E2/P2	55:1	110	119	50.4:1
	5500	E2/P2	55:1	104	115.5	47.7:1
	15000	E1/P1	120:1	120	125	120:1
	14400	E1/P1	120:1	120	120	120:1
	13800	E1/P1	120:1	115	120	115:1
	13200	E1/P1	120:1	110	120	110:1
	12000	E1/P1	120:1	104	115.5	104:1
	11000	E2/P2	92.3:1	120	119	92.3:1
	10000	E2/P2	92.3:1	110	118	84.6:1
22000	6600	E3/P3	54.6:1	120	121	54.6:1
	23000	E1/P1	183.3:1	120	125.5	183.3:1
	22000	E1/P1	183.3:1	120	120	183.3:1
	20000	E1/P1	183.3:1	110	119	168:1
	15000	E2/P2	119.8:1	120	125.5	119.8:1
	13200	E2/P2	119.8:1	110	120.5	109.9:1
33000	12000	E2/P2	119.8:1	104	115.5	103.9:1
	11000	E3/P3	91.6:1	120	120	91.6:1
	10000	E3/P3	91.6:1	110	119	84:1
	35000	E1/P1	275:1	127	120.5	291:1
	33000	E1/P1	275:1	120	120	275:1
	30000	E1/P1	275:1	110	119	252:1
22000	22000	E2/P2	183.3:1	120	120	183.3:1
	20000	E2/P2	183.3:1	110	119	168:1
	11600	E3/P3	91.7:1	127	119.5	97:1
	11000	E3/P3	91.7:1	120	120	91.7:1
10000	E3/P3	91.7:1	110	119	84:1	

TABLA 1-12
Relaciones RCT

Toma de Entrada RCT	Relación RCT
133	1.108
127	1.058
120	1.000
115	0.958
110	0.917
104	0.867

VOLTAJES DE SISTEMA PERMITIDOS

Cálculo de la Relación T.P. Total

Si el voltaje del sistema (el voltaje impreso en los aisladores S y SL) es distinto a aquellos mencionados en la placa, se puede determinar si hay suficiente corrección de relación disponible de las tomas del devanado (T.P. interno) del control y las tomas del Transformador de Corrección de Relación (RCT) para permitir que el control CL-5A funcione adecuadamente. La guía general es que la razón total T.P. es suficiente si el voltaje entregado al control para condiciones de voltaje nominal está en el rango de 115-125 V.

Para determinar el voltaje entregado al control, use el siguiente procedimiento:

1. De entre las relaciones T.P. mostradas en la placa elija la que provee el voltaje más cercano a 120 V en la salida del T.P. interno (La salida del T.P. interno es la entrada al RCT).
2. Calcule el voltaje en la salida del T.P. interno, y compare eso a las tomas de entrada PCT de 133, 127, 120, 115, 110 y 104.
3. Elija la toma RCT más cercana al voltaje de entrada RCT.
4. Una vez obtenida la toma de entrada RCT use la Tabla 1-12, página 1-19 para determinar la relación RCT.
5. Use la fórmula de más abajo para calcular el voltaje de entrada del control.
6. Use la fórmula de más abajo para calcular la relación T.P. total.

V de Entrada del Control = V de Salida del T.P. Interno / Relación RCT
 Relación T.P. Total = Relación T.P. Interna x Relación RCT

EJEMPLO: Si un regulador de 50 Hz, 22000 V va a ser usado en un sistema con un voltaje nominal de 12700, se determina lo siguiente:

1. La mejor relación T.P. interna es 91.7
2. Voltaje de salida T.P. interno = 138.5 ($12700/91.7 = 138.5$)
3. La mejor toma de entrada RCT es 133
4. La relación RCT es 1.108
5. Entrada del Control $V = 138.5/1.108 = 125$ V. Esto está dentro del rango permitido
6. Relación T.P. Total = $91.7 \times 1.108 = 101.6$

CIRCUITO DE CORRIENTE

Todos los reguladores VR-32 están diseñados con un transformador de corriente interno para proporcionar una fuente de corriente para los cálculos de compensación de caída de línea y para funciones de medición. La Tabla 1-9, página 1-15 proporciona la información de varios transformadores de corriente (T.C.) usados en los reguladores McGraw-Edison. Estos transformadores de corriente (T.C.) proveen salida secundaria en rango 200 mA para corriente primaria del T.C. a plena carga.

La corriente desarrollada por T.C. es traída hacia la tarjeta de terminales de la caja de conexiones, a través del cable del control, en la caja, terminando en el interruptor de cuchilla denominado C. El cerrar el interruptor de cuchilla provee un medio visible de poner en cortocircuito el C.T.,

permitiendo, entonces, al operador trabajar en forma segura en la circuitería de corriente. (Para medidas de seguridad adicionales, se deberían también abrir los interruptores de cuchilla V_1 y V_2 .)

En este interruptor de cuchilla, un lado del C.T. está conectado a la tierra del equipo, y también es dirigida al panel frontal para terminación en la tarjeta de circuito. El lado alto del circuito de corriente es traído a la tarjeta de terminales superior a través de dos cables de cierre de circuitos removibles y luego al panel frontal para conexión a la tarjeta de circuito. Una vez que la señal de corriente es enviada a la tarjeta de circuito se transforma en una señal de voltaje y es convertida a un formato digital para procesar.

CIRCUITO DEL MOTOR

La alimentación del circuito del motor es llevada desde el fusible 6 A a la tarjeta de circuito a través de una colección de diodos consecutivos hasta el interruptor de selección auto/manual. Cuando el interruptor está programado para funcionamiento automático, la energía del motor se aplica a los relés. Un cierre de relé apropiado, luego aplica esta energía al motor del cambiador de tomas, después de pasar primero a través de los contactos del interruptor límite en el indicador de posición. Cuando el interruptor está programado para funcionamiento manual, la energía es transferida al interruptor selector de contacto momentáneo denominado subir-bajar. Accionando este interruptor en una dirección o en otra, la energía es aplicada a través de los contactos del interruptor límite, directamente al motor del cambiador de tomas, desviando completamente a la tarjeta de circuito.

También incluido como una parte del circuito del motor está una alimentación alterna al motor que se denomina circuito del interruptor de alimentación sostenida. Localizado en el cambiador de tomas, es un interruptor de una vía, dos posiciones, el cual es movido por un tope de funcionamiento en off (apagada) del mecanismo de cambio de tomas. La rotación del motor cierra este interruptor (una dirección o la otra) y establece un circuito completo para corriente del motor hasta que la rotación esté completa y el tope se separe. Durante el tiempo en que el interruptor de alimentación sostenida está cerrado, la corriente del motor es absorbida a través de una entrada (input) en la tarjeta de circuito, lo cual permite que el control detecte que el cambiador de tomas está en proceso. El microprocesador usa esta información en su proceso de toma de decisiones, como se describe en Modalidades de Operación del Control, en la página 2-7.

Otros dos circuitos desasociados, los cuales comparten la fuente del motor de 6 A son el circuito de la luz del neutro y el circuito de reposición de las manecillas de arrastre. La función de reposición de las manecillas de arrastre se lleva a cabo simplemente operando un interruptor selector de contacto momentáneo, el cual aplica energía al solenoide de reposición en el indicador de posición. La luz del neutro es energizada desde un interruptor de luz del neutro (localizado en el cambiador de tomas) cuando está en la posición de toma neutra.

Conceptos Básicos del Control

INTRODUCCIÓN EL Control CL-5A

El control McGraw Edison es un control completamente funcional, el cual incorpora tecnología de microprocesador y lógica digital. Un teclado se usa para simplificar el ajuste básico del control y sus muchas funciones de los accesorios incorporados. Una pantalla LCD (display de cristal líquido) muestra los ajustes del control, los accesorios incorporados, valores de medición y palabras de aviso.

Características standard del control, similares a su antecesor CL-4C, son:

- Compensación de Caída de Línea
- Limitación de Voltaje
- Reducción de Voltaje (Local y Remoto).
- Detección y Operación de Flujo de Potencia Inversa
- Medición
- Puerta de Datos
- Capacidad de Comunicaciones

Las funciones nuevas del control son:

- Calendario/Reloj
- Medición de Demanda MIn/Máx asociado a la fecha y hora en que ocurre.
- Registro de Medición
- Distorsión Armónica Total y Armónica de Voltaje y Corriente, hasta la 13^a
- Indicador de Posición de Tomas
- Modalidad de Reducción del Voltaje por Pulso
- Anulación de Seguridad
- Interruptor On/off de Supervisión
- Protocolo de Comunicaciones Residente

El componente principal del control es un microcomputador Motorola MC68HC11, de 8 bit. Este poderoso procesador también contiene 512 bytes de memoria borrable eléctricamente y programable, solamente de lectura (EEPROM). Los valores de medición de demanda y los ajustes del control están almacenados en esta memoria especial para evitar que se pierda durante la interrupción de la alimentación eléctrica. La información almacenada en el EEPROM será retenida indefinidamente, con o sin suministro de energía.

Para aprovechar completamente las capacidades del microprocesador se utiliza un convertidor análogo-a-digital de 12 bit en el extremo frontal del diseño para convertir el voltaje análogo y ondas de corriente en señales digitales. Una técnica procesadora de señales digitales, denominada Análisis de Fourier Discreto, es entonces aplicada a esta información. Ello permite una resolución extremadamente precisa de las señales de entrada, tanto el voltaje, como de corriente. Es esta técnica la que posibilita que el control haga un análisis armónico (hasta la

frecuencia armónica 13^a), así como también mediciones de magnitud y control.

TABLA 2-1

Especificaciones del Control

A.	Tamaño Físico	10" An, 17 Al, 2" P. (26.0 cm An, 44.5 cm Al, 6.35 cm P.)
B.	Peso	11 lbs. (5.2 kg)
C.	Burden a 120 V	4 VA
D.	Rango de Temperatura de Operación	-40°C a +85°C
E.	Precisión del Sistema del Control	ANSI C57.15 Clase I
F.	Precisión en Medición	
	Entradas de Voltaje (2)	
	Voltaje de Salida y Voltaje Diferencial/Voltaje Fuente	80-137 V ac, 45 a 65 Hz con error que no excede 0.5% de la lectura bajo todo tipo de condiciones. El control resistirá hasta 137 V sin daño o pérdida de calibración.
	Corriente de Entrada	0-0.400 A ca 45 a 65 Hz con error que no excede 0.6% (0.0012 A)* de la corriente de carga nominal completa (0.200 A), bajo todo tipo de condiciones. El control resistirá la potencia de cortocircuito del regulador sin daño o pérdida de calibración.
	Valores Calculados - kVA, kW, kvar	0-9999, con error que no excede 1%* bajo todo tipo de condiciones.
	Análisis Armónico - Armónicos de Voltaje y Corriente	3, 5, 7, 9, 11, 13 ^a frecuencias armónicas y DAT, con error que no excede 5%* bajo todo tipo de condiciones.

* Precisión básica del equipo, incluyendo T.P. y T.C.

Todos los valores de ajuste del control, valores de medición de demanda e instantáneos, valores de posición de tomas y valores de diagnóstico son mostrados en la pantalla LCD. (Algunas modalidades de operación y medición para flujo de potencia inversa requieren un transformador de potencial diferencial).

La base de datos del todo el control (todos los Códigos de Función) puede ser copiada a un Lector de Datos McGraw-Edison opcional a través de la Puerta de Datos para transferencia a un computador (ordenador) personal. Esta función le permite al usuario del control establecer una base de datos de información útil.

El control puede comunicarse digitalmente con un sistema SCADA.

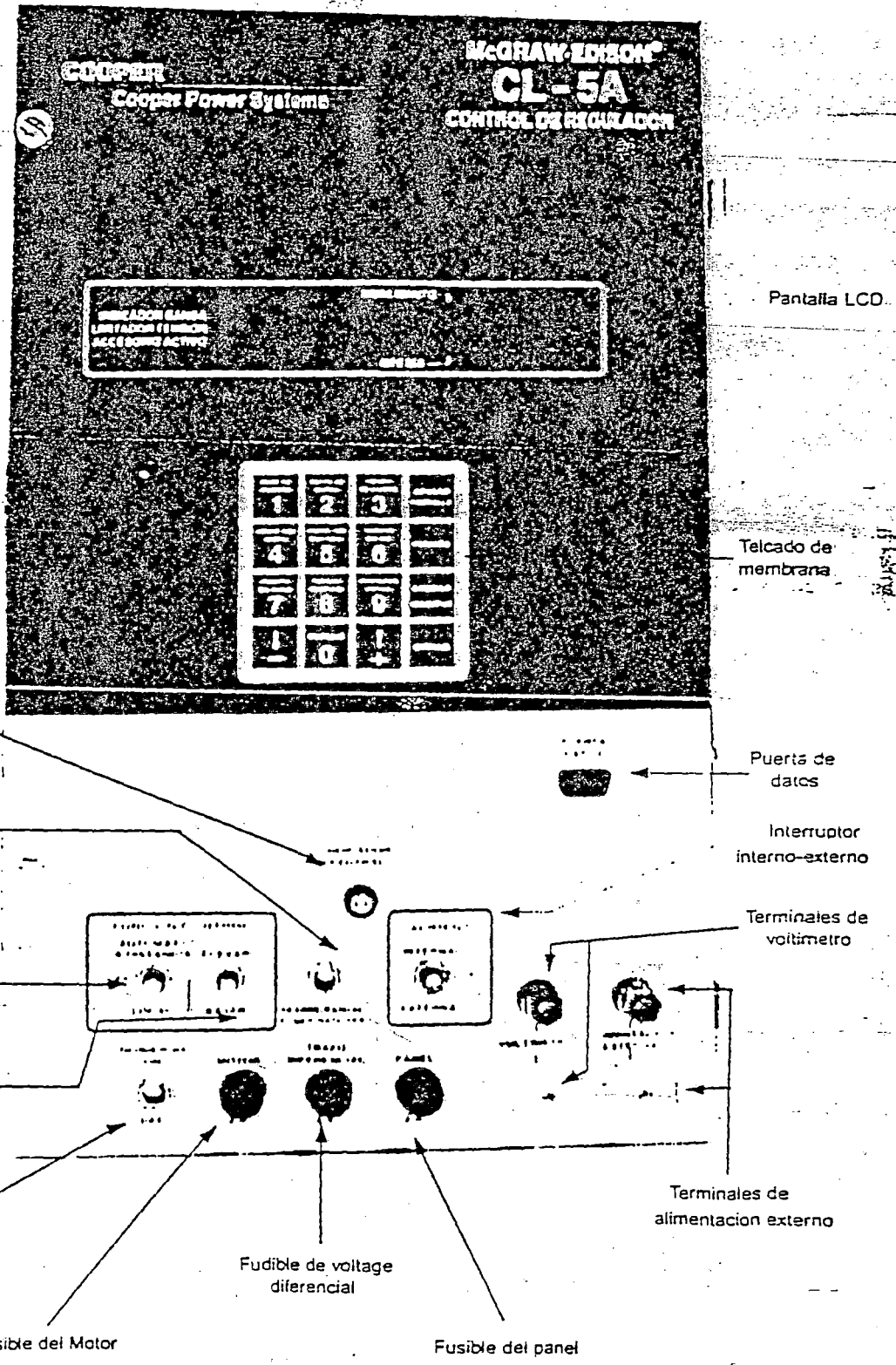


Figura 2-1.
Panel frontal del control CL-5A.

COMPONENTES DEL PANEL FRONTAL SECCIÓN INFERIOR - EN GRIS

La sección inferior del control contiene componentes similares a los de los otros controles de la serie CL McGraw-Edison.

INTERRUPTOR DE ALIMENTACIÓN

En la posición externa, el control y el cambiador de tomas son accionados desde una fuente externa 120 V ca conectada a los terminales de fuente externa. En la posición interna, el motor y el control obtienen energía del regulador. En la posición de apagado (OFF), no se entrega energía ni al motor ni al control.

TERMINALES DE ENERGÍA EXTERNOS

Conectando 120 V ca a estos terminales se alimenta el control y el motor del cambiador de tomas. Vea las notas de precaución en la página 1-3.

INTERRUPTOR DEL CONTROL

En la posición auto/remoto, el motor del cambiador de tomas puede ser controlado por el panel frontal (auto) o en remoto por SCADA. En las posiciones de apagado (off) y manual, el funcionamiento automático y el control del motor remoto tipo análogo son inhibidos. En la posición manual, la operación automática y el control remoto tipo análogo son inhibidos y el cambiador de tomas puede ser subido y bajado localmente presionando momentáneamente el interruptor subir/bajar.

INTERRUPTOR (SUBIR/BAJAR) MANUAL

Este interruptor permite al operador subir o bajar manualmente el motor del cambiador de tomas.

INTERRUPTOR DE SUPERVISIÓN

Este interruptor es usado para comunicaciones digitales solamente. Cuando está en la posición de encendido (ON), SCADA tiene capacidades completas. Cuando está en la posición de apagado (OFF), SCADA puede sólo leer la base de datos del control. Vea SCADA DIGITAL, página 4-11.

INTERRUPTOR DE REPOSICIÓN DE LAS MANECILLAS DE ARRASTRE

Este interruptor opera un solenoide en el Indicador de Posición para mover las manecillas de arrastre a la posición real de la manecilla principal.

LUZ DEL NEUTRO

Este es el principal indicador de que el cambiador de tomas está en la posición neutra. Vea Determinando la Posición Neutra, página 1-10.

TERMINALES DEL VOLTÍMETRO

Éstos permiten la conexión de un voltímetro, de modo que el potencial sentido por el control (entre el aislador de carga (L) y el aislador SL fuente carga del regulador) pueda ser medido.

FUSIBLES

El fusible del motor es un fusible de quema lenta 6 A. El fusible del panel de 2 A protege el circuito del panel. El fusible de voltaje diferencial protege el circuito de voltaje diferencial de lado-fuente o fuente a carga.

PUERTA DE DATOS

Esto fue primeramente introducido en el control CL-4C. Permite la conexión temporal del Lector de Datos McGraw Edison o computador (ordenador) personal. Vea Recuperación de Datos y Transferencia de Ajustes, página 4-12.

SECCIÓN SUPERIOR - EN NEGRO

La interfase hombre-máquina del control CL-5A, y sus predecesores, la serie CL-4C, es un teclado de membrana de 16 botones con un display de cristal líquido (LCD).

El teclado de membrana, con un diseño similar a un teléfono, tiene una respuesta de acción instantánea. (Vea la Figura 2-2)

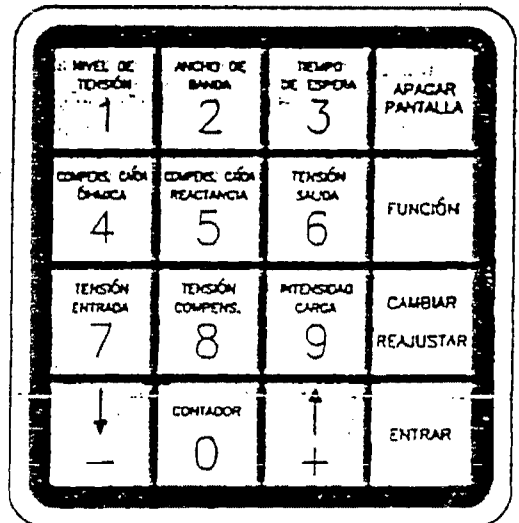


Figura 2-2.
Teclado de membrana del CL-5A

La pantalla LCD especial de baja temperatura fue elegida para verse fácilmente en la luz solar. (Vea la Figura 2-3, del diagrama de la pantalla LCD con todos los segmentos encendidos).

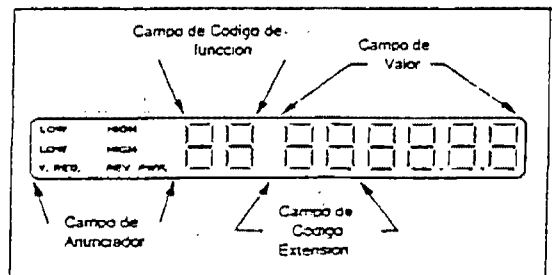


Figura 2-3.
Campos del Display del CL-5A.

OPERACIÓN DEL CONTROL

En la modalidad automática de funcionamiento, el interruptor de alimentación será puesto en interno, y el interruptor del control será puesto en auto. El regulador se supone energizado desde el circuito primario. Si se selecciona la modalidad secuencial de operación (la modalidad standard), la respuesta del control es como sigue:

1. Así como el voltaje primario se mueve a un nivel que representa una condición fuera de banda, el voltaje sensor correspondientemente mostrará los mismos resultados en la base 120 V. Suponiendo que el voltaje baja, una señal inferior a la nominal aparecerá en la entrada de la tarjeta de circuito impreso, terminales P₁-5 a P₁-3.
2. La señal se transforma y convierte a un formato digital para ser usado por el microprocesador.
3. El microprocesador, reconociendo la condición del voltaje como baja o fuera de banda, emite una señal salida que activa el indicador de banda BAJA, y hace andar un temporizador interno que es equivalente al ajuste de retardo.
4. Durante el período de tiempo de espera, el voltaje es continuamente sensado y muestreado. Si el voltaje se moviera momentáneamente a la banda, el indicador de banda baja es desactivado y el temporizador es vuelto a cero.
5. Al final del tiempo de retardo, el microprocesador emite una señal que provoca que se energice la bobina del relé de SUBIDA.
6. El motor del cambiador de tomas empieza a moverse como resultado del cierre del relé, y una leva en el cambiador de tomas cierra el interruptor de alimentación sostenida de SUBIDA. Esto proporciona ahora una alimentación alternativa para corriente del motor, que pasa a través de los terminales de entrada 1 y 3 en la tarjeta de circuito.
7. El microprocesador reconoce ahora que la corriente está fluyendo en el circuito del interruptor de alimentación sostenida; el dispositivo de conteo de operaciones y el indicador de posición de tomas se incrementan, y el relé de SUBIDA es desenergizado, abriendo, entonces, sus contactos.
8. Como resultado de la apertura de los contactos del relé, la corriente del motor es ahora llevada exclusivamente por el circuito del interruptor de alimentación sostenida. Cuando la rotación del motor se completa, el interruptor de alimentación sostenida se abre como resultado de la acción de la leva, y el motor se detiene.
9. El microprocesador reconoce que el cambio de tomas está ahora completo, detectando que la corriente del motor ya no fluye a través de los terminales 1 y 3. Entonces ocurre una pausa de 2 segundos, permitiendo que el voltaje sensor se establezca del funcionamiento del motor.
10. Al final de esta pausa, si el voltaje está todavía fuera de banda, se emite otra salida para cerrar el relé de SUBIDA, comenzando entonces, otra secuencia de cambio de tomas (paso 6). Si el voltaje está en banda, el indicador

de banda BAJA es apagado, y el temporizador de retardo es vuelto a cero. Todo el tiempo, el microprocesador está muestreando el voltaje sensor para detectar cambio de condiciones.

Esta secuencia se altera levemente si se seleccionan el voltaje promedio o la modalidad integradora de tiempo de operación. Estas características son descritas en Modalidades de Operación del Control, a partir de la página 2-7.

MANUAL

En la modalidad manual de operación, el interruptor de alimentación puede ser puesto en interno o externo y el interruptor del control en manual. Si se elige la posición externa, se debe aplicar una fuente externa a través de los terminales en el panel frontal. Ésta debe ser una fuente nominal 120 V a.c. y no debe ser un inversor de corriente continua (ca) a corriente alterna (ac).

La operación del interruptor subir-bajar selector de contacto momentáneo aplica energía a través de los contactos del interruptor límite del indicador de posición, directamente al motor del cambiador de tomas. A medida que el cambiador de tomas gira, el interruptor de alimentación sostenida se cierra, como se describe en la sección anterior, paso 6. Esta corriente del interruptor de alimentación sostenida es sensada por la tarjeta de circuito, y el dispositivo de conteo de operaciones y el indicador de posición de tomas son debidamente incrementados (Código de Función 0).

Los cambios de tomas continuarán ocurriendo siempre que el interruptor subir-bajar se cierre y el interruptor ADD-AMP no se abra.

Protección del Sistema

Todas las entradas del control (15) están protegidas con varistores de óxido metálico (MOVs) y condensadores para prevenir daño debido a sobretensiones de la línea y perturbaciones de alta frecuencia. Este concepto de protección ha probado ser muy efectivo en pruebas de sobretensión realizadas por Cooper Power Systems. Se han tomado resguardos en el diseño para mejorar aún más la operación de control bajo condiciones adversas. Se asegura un funcionamiento adecuado mediante el MERTOS4, un sistema operativo desarrollado por Cooper Power Systems para los sistemas que tienen el base de microprocesador. Existen cuatro actividades del firmware de detección de error, supervisadas por el MERTOS4, que son una parte inherente de la operación normal:

1. La arquitectura del microprocesador incluye un sistema vigilante AOC (Adecuada Operación del Computador) contra fallas de firmware. Una secuencia de reposición de vigilancia es ejecutada en una base periódica, de modo que no se le permite al timer de vigilancia estar fuera de secuencia. Si el firmware no funciona, la secuencia de reposición no será generada, y el AOC estará fuera de secuencia, causando que el sistema entre a una rutina de diagnóstico.
2. El MERTOS4 continuamente revisa las distintas tareas del firmware para asegurarse de que se están ejecutando correctamente. Si se encuentra alguna anomalía,

MERTOS4 hará que el equipo entre en una rutina de diagnóstico.

3. Se han dispuesto ordenes a través del espacio de memoria no usado, lo que genera una reposición del sistema si se ejecutan. Si ocurriese algún evento que causara que el procesador avanzara sin sentido al espacio de la memoria no usada, el sistema será inmediatamente dirigido hacia una rutina de diagnóstico.
4. Los ajustes programados en el control son almacenadas en memoria no volátil en triplicado. Se utiliza un esquema de lógica umbral a medida que se accesa a cada parámetro. Si uno de los tres parámetros no ajusta, el valor diferente será corregido para concordar con los otros dos. Esto también será contado como una corrección EEPROM y el número de Correcciones EEPROM (Código de Función 93) aumentará en 1.

Si todos los valores son diferentes, se usará un valor por omisión (uno que es elegido como un valor representativo programado en ROM) para ese parámetro en particular. Si un parámetro de ajuste deja de funcionar, el Número de Omisiones (Código de Función 90) aumentará en 1. Además, al ser interrogado, el(los) parámetro(s) que falle(n) exhibirá(n) una *d* antes del valor para indicar que es una falla. El control seguirá funcionando usando el(los) valor(es) por omisión.

Tres parámetros no pueden tomarse por defecto en un valor predeterminado porque no es posible una elección lógica. Los tres parámetros, tal ajuste del regulador (Código de Función 41), el voltaje de línea del sistema (Código de Función 43), y la relación T.P. (Código 44) total volverán a un estado invalidado (sin efecto) y mostrarán guiones precedidos por una *d*. Cualquier cosa dependiente de estos valores dejará de funcionar, y la Función 95 exhibirá un *6* para representar parámetros críticos invalidados (sin efecto).

Diagnóstico

Hay tres eventos que fuerzan al control a rutinas de autodiagnóstico: 1) Al encender o conectar la alimentación por primera vez; 2) entrada a la modalidad de auto-prueba por el operador (Código de Función 91); o 3) MERTOS4 detecta un problema de firmware. Una vez que se ingresa a las rutinas de diagnóstico, la primera acción que el control toma es encender todos los segmentos del display LCD por aproximadamente 6 segundos. Esto le proporciona al operador una oportunidad para observar el display y detectar segmentos defectuosos. Las actividades se realizan como sigue:

1. La memoria no volátil es revisada para asegurar que todos los espacios pueden ser escritos o borrados;
2. Los circuitos de detección de frecuencia es revisada para verificar que una frecuencia de señal entre 45 y 65 Hz está siendo muestreada;
3. La línea de interrupción al procesador es revisada para verificar que sea funcional;
4. El multiplexor y adaptador (converter) análogo a digital son revisados para verificar su operación;
5. Los parámetros decisivos son revisados para verificar su validez;

6. El canal de voltaje entrada/diferencial es revisado para detectar la presencia de una señal;
7. El canal voltaje de salida es revisado para detectar la presencia de una señal.

La duración de esta secuencia de prueba es de aproximadamente tres segundos. Cuando se completa, el display indicará PASS (APROBADO) o FAIL (REPROBADO), dependiendo de los resultados de la prueba. El mensaje PASS (APROBADO) permanecerá en el display hasta que el operador haga algún ingreso a través del teclado de membrana, o por 30 minutos en caso de que no se haga ingreso alguno en dicho teclado. Después de 30 minutos el display se apagará automáticamente. El mensaje PASS (APROBADO) estará precedido por guiones (---) si el calendario/reloj interno requiere ser reseteado. Si después de 30 minutos no se ha presionado ninguna tecla, la pantalla será formateado mostrando cuatro guiones (---) solamente si el calendario/reloj requiere reajusta. El reloj seguirá marcando la hora por 24 horas después de pérdida de alimentación de c.a. al control. La fuente de energía de respaldo necesita 65 horas de operación en alimentación de c.a. para llegar a estar completamente cargada.

En caso de una falla seria, tal como una imperfección RAM, el control no funcionará. En caso de fallas serias, el mensaje FAIL (REPROBADO) permanece en la pantalla por aproximadamente 15 minutos, luego se ejecutan las rutinas de diagnóstico de nuevo. El control tratará de superar el problema que lo inhabilita pasando continuamente por este proceso hasta que reciba atención del operador. El acceso al teclado de membrana es denegado durante una falla seria.

Las fallas leves son aquellas mencionadas bajo el Código de Función 95, Código del Estado del Sistema. Se permite el acceso al teclado de membrana, pero la operación automática es inhibida para los siguientes Códigos de Estado del Sistema: 3, 4, 5, 6 y 8. La operación automática es recuperada tan pronto como la condición de problema es eliminada.

NOTA: La palabra ERROR en la pantalla LCD indica un error de digitación, no una falla de diagnóstico. Vea la Tabla 9-2, página 9-2 para ver una lista de los códigos de error.

Sistema de Seguridad

El sistema de seguridad (contraseña) implementado en el control está estructurado en cuatro (4) niveles. Esto permite acceso selectivo a varios parámetros dictados por el nivel de seguridad activo. La mayoría de los Códigos de Función pueden ser leídos (accesados) en el nivel 0, el nivel base (no asegurado). El nivel de seguridad requerido para cambiar o reajustar cada parámetro es mencionado en la Tabla 3-1, página 3-1 y en la Tabla 9-3, página 9-3. Los códigos de acceso de seguridad para los niveles 1, 2 y 3 han sido programados en el control en la fábrica. Estos códigos pueden ser cambiados por el usuario de acuerdo a la Tabla 2-2. El acceso al sistema es ejecutado ingresando el código de seguridad apropiado en el Código de Función 99.

El usuario tiene la opción de inhabilitar uno o más niveles de seguridad, eligiendo el Código de Inhabilitación de Seguridad

en el Código de Función 92. Las selecciones en la Función 92 son 0 = modalidad de seguridad standard (sin inhabilitación); 1 = nivel inhabilitación; 2 = niveles de inhabilitación 2 y 1; y 3 = niveles de inhabilitación 3, 2 y 1.

Los valores de los tres códigos de seguridad, Códigos de Función 96, 97 y 98, pueden ser solamente leídos en el nivel 3. Si el código del nivel 3 ha sido cambiado y se ha olvidado, puede ser recuperado con el Lector de Datos McGraw-Edison o con un computador (ordenador) personal usando el programa de interfase CL-5 McGraw-Edison.

TABLA 2-2
Códigos de Seguridad

Nivel de Seguridad	Accesible en el Código de Funciones No se Requiere Código	Código Programado de Fábrica No se Requiere Código	Rango Definible para el usuario No se requiere Código	Funciones Disponibles en el Código Activo
0				Lee todos los parámetros excepto los de seguridad (Códigos de Funciones 96, 97, y 98).
1	96	1234	1-9999	Lee todos los parámetros como se describe arriba, y reinstala todos los valores mínimo y máximo de posición de tomas y de medición de demanda y fecha/hora.
2	97	12121	10000-19999	Lee todos los parámetros como se describe arriba, reinstala todos los valores mínimo y máximo de posición de tomas y medidor de demanda y fecha horas, y cambie cualquier parámetro operacional o de ajuste.
3	98	32123	20000-32768	Lee, reinstala o cambia cualquier parámetro.

TRABAJANDO CON EL CONTROL Códigos de Función

A todos los parámetros del control - ajustes, valores de medición, etc., se les ha asignado un número. Este número se denomina Código de Función del parámetro. Para leer el valor de un parámetro - es decir, para exhibir el parámetro en la pantalla LCD - el operador entra al Código de Función adecuado. El valor aparece en la pantalla LCD, alineado a la derecha, mostrando el punto decimal cuando sea necesario. Vea la Tabla 3-1, página 3-1, que contiene la lista de Códigos de Función agrupados por tema.

Accesando/Entrando a Códigos de Función

Todos los parámetros, excepto el de datos del Perfil, pueden ser leídos en la LCD, entrando su Código de Función a través de uno de los siguientes métodos:

MÉTODO DE UN TOQUE

Se puede acceder a los Códigos de Función 0-9 directamente presionando los botones 0-9. El parámetro impreso en estos botones es el mismo que el número de Código de Función. EJEMPLO: Código de Función 1 = Voltaje de Ajuste. Via el método de un toque, el operador puede leer rápidamente el Contador de Operaciones, los cinco ajustes básicos del control, y los cuatro valores de medición instantánea más importantes.

MÉTODO DE PASO SUCESIVO

Use los botones de paso sucesivo (para avanzar o retroceder) - las flechas que apuntan hacia arriba y hacia abajo - para desplazarse a través de los Códigos de Función. Además de los principales Códigos de Función, hay Extensiones de Códigos de Función. Por ejemplo, las extensiones del Código de Función 18, son 3, 5, 7, 9, 11 y 13. Cuando se entra el Código de Función 18, la Distorsión Armónica Total (DAT) es mostrada en la pantalla. Cuando se

avanza a partir del DAT, se muestra el número de extensión 3, justo a la derecha del Código de Función 18, indicando que el valor mostrado en el extremo derecho es el armónico 3°. Sólo se puede entrar a las extensiones de Códigos de Función utilizando esta modalidad de paso sucesivo.

MÉTODO DE TECLA DE FUNCIÓN

Uno puede llegar a Códigos de Función de numeración superior a 9 mediante el paso sucesivo, pero un método más conveniente es hacer lo siguiente: presione la tecla FUNCTION (FUNCIÓN), la tecla del número del Código de Función, y presione la tecla

ENTRAR. EJEMPLO: Para entrar al Código de Función 18: Presione FUNCIÓN, 1, 8, ENTRA. El Código de Función y su valor se exhibirán en la pantalla.

Por razones de seguridad, ciertos parámetros pueden ser sólo accedidos por el método de tecla de función. Ellos son los siguientes:

- 38 - Reajusta Maestro de Posición de Tomas y Medición
- 47 - Calibración del Voltaje
- 48 - Calibración de Corriente
- 89 - Número de Versión del Software
- 91 - Auto-revisión
- 96 - Código de Seguridad del Nivel 1
- 97 - Código de Seguridad del Nivel 2
- 98 - Código de Seguridad del Nivel 3
- 99 - Entre Código de Seguridad

Anunciador del Pantalla de Cristal Líquido (LCD)

El tercio izquierdo del LCD es un campo Anunciador. El operador es informado del estado actual de las operaciones a través de palabras que aparecen en este campo. Mientras los Códigos de Función y sus valores son borrados de la pantalla LCD 30 minutos después de la última actividad del teclado, el campo anunciador está siempre activo.

En la línea del indicador de banda LOW (BAJO) o HIGH (ALTO) indican una condición fuera de banda. (Vea las Modalidad de Operación del Control, página 2-7 para mayores detalles). En la línea límite de voltaje, LOW (BAJO) o HIGH (ALTO) indican que el límite de voltaje está operando. (Vea la página 4-8). En la línea de accesorio activo V. RED (V. ROJO) indica que la reducción de voltaje está activo. (Vea la página 4-9). También en esa línea, REPRW. (POT. INV.) indica que el regulador está actualmente experimentando una condición de flujo inverso. (Vea la página 4-3)

Para poner en display todos los segmentos de la pantalla: si el control está apagado, enciéndalo; o si el control está encendido, entre a la Auto-revisión, Código de Función 91.

OPERACIONES BÁSICAS DEL CONTROL

Voltaje de Ajuste

El voltaje de ajuste es el nivel de voltaje al cual el control regulará en la base 120 V. Debido a que el control realiza corrección de razón en el software, este valor será ajustado a 120.0 V, a menos que se desee operar a un nivel de voltaje superior o inferior al nominal. Para una operación adecuada, el transformador para corrección de razón localizado en el panel posterior del control también debe ser ajustado a la toma correcta, como se muestra en la placa del regulador.

Ancho de Banda

El ancho de banda se define como el rango total, alrededor del ajuste de voltaje, que el control considerará como una condición satisfactoria. Como ejemplo, un ancho de banda de 2 V en un ajuste de 120 V significa que el temporizador operacional no se activará hasta que el voltaje esté bajo 119 V o sobre 121 V. Cuando el voltaje está en banda, los indicadores de borde de banda están apagados, y el temporizador está apagado, de modo que no es posible que ocurra un cierre de relé. La selección de un ancho de banda pequeño provocará que ocurran más cambios de tomas, pero proporcionará una línea regulada más apretada. A la inversa, un ancho de banda más amplio conducirá a menos cambios de tomas, pero perjudicando una mejor regulación. La selección de los ajustes de tiempo de retardo y ancho de banda deben ser hechos reconociendo la interdependencia de estos parámetros.

Tiempo de Retardo

El tiempo de retardo es el período de tiempo (en segundos) que el control espera, desde el punto cuando el voltaje por primera vez sale fuera de banda, hasta el punto en que ocurre el cierre de relé. Si se requiere una respuesta rápida, se debe usar un ajuste menor. Si se van a coordinar diferentes equipos en la misma línea (en cascada), se requerirán ajustes de retardo diferentes para permitir que los equipos adecuados operen en la secuencia deseada. Partiendo desde la fuente, cada equipo debe tener un tiempo de retardo más largo que el equipo que precede. Nosotros recomendamos una diferencia mínima de 15 segundos entre los reguladores localizados en la misma fase en el mismo alimentador. El retardo permite que el equipo de bajada ejecute sus operaciones antes de que equipo de subida reaccione. El ajuste del tiempo de retardo de un banco de condensadores activado por voltaje debe ser ajustado al mismo valor del control del regulador.

Ajustes de Compensación de Caída de Línea, Resistencia y Reactancia

Es bastante común que se instalen reguladores a cierta distancia del centro de carga teórico (la ubicación en la cual el voltaje debe ser regulado). Esto significa que no se abastecerá la carga al nivel de voltaje deseado, debido a pérdidas (caída de voltaje) en la línea entre el regulador y la carga. Además, a medida que la carga aumenta, las pérdidas de línea también aumentan, provocando que

la condición de voltaje más bajo ocurra durante la instancia de mayor carga.

Para proveer el regulador con la capacidad de regular al centro de carga proyectado, los fabricantes incorporan elementos de compensación de caída de línea en los controles. Esta circuitería usualmente consiste en una fuente de corriente (C.T.), que produce una corriente proporcional a la corriente de carga, y elementos resistivos (R) y reactivos (X) a través de los cuales esta corriente fluye. A medida que la carga aumenta, la corriente resultante del C.T., que fluye a través de estos elementos, produce caídas de voltaje que simulan las caídas de voltaje en la línea primaria.

Para el control, la corriente de entrada es muestreada y es usada en un algoritmo computacional, que calcula las caídas de voltaje resistivas y reactivas respectivas basado en los valores de compensación de caída de línea, programados en el control en los Códigos de Función 4 y 5 (o Códigos de Función 54 y 55). Claramente, esto es un medio más exacto y económico de desarrollar el voltaje compensado.

Para seleccionar los valores R y X adecuados, el usuario debe manejar varios factores acerca de la línea que está siendo regulada. Vea el documento de referencia R225-10-1 para recibir ayuda sobre tal determinación.

Ajuste del Regulador

El control está diseñado para operar en sistemas trifásicos conectados en delta o conectados en Y (estrella). Los reguladores conectados línea-tierra (estrella) desarrollan potenciales y corrientes adecuadas para implementación directa en el control. Los reguladores conectados línea-línea (delta) desarrollan un desplazamiento de fase potencial corriente, el cual depende de si el regulador está definido en adelantó o en atraso. El desplazamiento de fase debe ser conocido por el control para permitir cálculos exactos para una operación correcta. Esto se lleva a cabo ingresando el código adecuado: 0 = Estrella, 1 = Delta en Atraso, 2 = Delta en Directo. Vea la página 1-7, donde se da una explicación de cómo determinar si el regulador está en adelantó o en atraso.

Modalidades de Operación del Control

Cooper Power Systems es el único fabricante que ofrece una selección de tres modalidades en las que el control responde a condiciones fuera de banda. Esto permite al usuario seleccionar la modalidad que mejor se ajusta a la aplicación. Estas modalidades y sus códigos correspondientes son: 0 = Secuencial, 1 = Integración de tiempo, 2 = Promedio de Voltaje.

SECUENCIAL

Esta es la modalidad standard de respuesta, incorporada en todos los controles de regulador de la serie CL McGraw-Edison. Cuando el voltaje se va fuera de banda, el circuito de tiempo de retardo se activa. Al final del lapso inactivo, se inicia un cambio de tomas. Después de cada cambio de tomas, ocurre una pausa de dos segundos para permitir que el control muestree el voltaje de nuevo. Esta secuencia continúa hasta que el voltaje es traído a la banda, punto en el cual el circuito de regulación de tiempo es

lto a cero. Cualquiera sea la ocasión en que el voltaje entra a banda, el indicador de tiempo se vuelve a cero.

REGRESIÓN DE TIEMPO

Cuando el voltaje de carga se va fuera de banda, el circuito de tiempo de demora se activa. Al final del lapso inactivo, se inicia un periodo de toma. Después de cada cambio de toma, ocurre una pausa de dos segundos que permite que el control muestree el voltaje nuevamente. Si el voltaje todavía está fuera de banda, se realiza otro cambio de tomas. Esta secuencia continúa hasta que el voltaje es traído a la banda. Cuando el voltaje entra en banda, el temporizador disminuye a intervalos de 1.1 segundos por cada segundo transcurrido, hasta que alcanza cero.

PROMEDIO DE VOLTAJE

Cuando el voltaje de carga sale fuera de banda, el circuito de tiempo de retardo se activa. Durante este periodo de demora, el microprocesador monitorea y promedia el voltaje de carga instantáneo. Luego computa el número de cambios de tomas requeridos para traer el voltaje promedio de vuelta al nivel de voltaje ajustado. Cuando se completa el periodo de tiempo de retardo, el número computado de cambios de tomas se ejecutan en ninguna demora entre ellos, hasta un máximo de 5 cambios de tomas consecutivos, para evitar un error de acumulación. El temporizador no es vuelto a cero a menos que el voltaje permanezca fuera de banda por al menos diez segundos seguidos. Una característica de error promedio es inherente a la modalidad de promedio del voltaje.

NOTA: Para permitir tiempo suficiente al microprocesador para promediar el voltaje, el periodo de tiempo de retardo debe ser de 30 segundos o más. Si el tiempo de retardo está ajustado para intervalos de 30 segundos, el control ignora el ajuste y usa 30 segundos.

Voltaje de Línea del Sistema

El control realiza corrección de razón en el software, y, en consecuencia, se debe ingresar el voltaje primario para que el control realice este cálculo. Este valor es simplemente el voltaje monofásico suministrado a través de los terminales S y SL. Los reguladores enviados desde la fábrica están usualmente configurados para voltaje nominal, y este valor está programado en el control. Si el regulador es instalado en cualquier otro sistema de voltaje, se debe ingresar el voltaje del sistema para que exista una operación adecuada.

Relación del Transformador Potencial

Debido a que el control realiza corrección de razón en software, la relación T.P. para el suministro sensor de voltaje debe ser ingresado para que el regulador ejecute este cálculo. La razón a ser programada en el control es la RELAC. DE POT. TOTAL (OVERALL POT. RATIO), como se muestra en la placa de regulador por cada voltaje de sistema aplicable para un regulador en particular. La relación T.P. que corresponde al voltaje nominal del regulador es ajustada por la fábrica. Si el regulador se instala en cualquier otro voltaje, la relación del T.P. correspondiente también debe ser

ingresada para una correcta operación. Este valor incluye la corrección realizada por el transformador de corrección de razón (RCT) en el panel posterior del control. El voltaje del RCT es normalmente corregido a 120 V. Sin embargo, en la instancia en que este voltaje sea distinto a 120 V, el control definirá el voltaje de entrada particular como el voltaje base de 120 V, y 120 V serán exhibidos en el Código de Función 6. Los terminales de prueba de voltaje continuarán mostrando el voltaje que se aplica al control desde el RCT.

Valor Nominal del Primario del Transformador de Corriente

El control está diseñado para 200 mA (escala completa) como la corriente nominal del T.C., y medirá a 400 mA (200% de carga) sin pérdida de exactitud. La corrección de razón es realizada por el software, y consecuentemente, se debe ingresar el valor nominal del primario del T.C. El valor nominal del primario del T.C. está disponible en la placa del regulador. EJEMPLO: Si una relación C.T. de 400/0.2 está indicada en la placa, se debe entrar 400 al Código de Función 45. (Vea la Tabla 1-9, página 1-15 para intervalos standard).

REGULADORES CONECTADOS EN DELTA (CONECTADOS LÍNEA-A-LÍNEA)

Cuando un regulador está conectado línea-a-línea, el ángulo de fase de la corriente de línea está 30° desplazado del voltaje aplicado al regulador. A través del ajuste correcto de la configuración del regulador, CF 41, se establece la correcta relación entre el voltaje y la corriente. (Vea la página 1-7). Ajustar la Configuración del Regulador al valor delta incorrecto (en atraso en vez de en adelanto, o viceversa), el ángulo de fase tendrá un error de 60°. A continuación presentamos consideraciones referentes a reguladores conectados en delta:

1. La toma de decisión básica del control cuando no se usa compensación de caída de línea no es afectada por el ángulo de fase, por lo tanto, la operación será correcta aun cuando CF 41 esté configurada en cualquiera de los valores incorrectos. Esto es válido para operación en sentido directo e inverso.
2. Si se usa compensación de caída de línea, el escalamiento de los valores R y X y los signos positivo/negativo de estos valores son controlado por CF 41; por lo tanto, es importante ajustar el CF 41 correctamente.
3. Los siguientes parámetros de medición estarán correctos sólo si la Configuración del Regulador está correctamente ajustada: factor de potencia, kVA, kW, kvar, demanda kVA, demanda kW y demanda kvar.
4. Note que kVA, kW, kvar, demanda kVA, demanda kW y demanda kvar usan el voltaje de línea-a-línea, por lo que ellos indican el valor en el regulador, no en el alimentador. Para determinar el valor trifásico total de cualquiera de estos parámetros, se debe dividir cada valor del regulador por 1.732 antes de sumarlos.

Códigos de Función del Regulador

TABLA 3-1

Códigos de Función del Control del Regulador CL-5A

Código Función	Función	Nivel de Seguridad Cambio/Reajustar
AJUSTES DEL CONTROL EN DIRECTO		
0	Contador de Operaciones	
1	Ajuste de Voltaje	2
2	Ancho de Banda	2
3	Retardo de Tiempo	2
4	Compensación de Línea Resistencia	2
5	Compensación de Línea Reactancia	2
MEDICIÓN INSTANTÁNEA		
6	Voltaje Carga, Secundario	
7	Voltaje Fuente, Secundario	
8	Voltaje Compensado, Secundario	
9	Corriente de Carga, Primario	
10	Voltaje Carga, Primario	
11	Voltaje Fuente, Primario	
12	Posición de Toma y Percent. Regulación (PT%)	3
13	Factor de Potencia	
14	Carga kVA	
15	Carga kW	
16	Carga kvar	
17	Frecuencia de Línea	
18	Armónicos de Voltaje (DAT,3,5,7,9,11,13)	
19	Armónicos de Corriente (DAT,3,5,7,9,11,13)	
MEDICIÓN DE DEMANDA EN DIRECTO		
20	Voltaje Carga (H-D,T;L-D,T;P)	1
21	Voltaje Comoensado (H-D,T;L-D,T;P)	1
22	Corriente de Carga (H-D,T;L-D,T;P)	1
23H	Factor de Potencia a la Demanda Máx. kVA	
23L	Factor de Potencia a la Demanda Min. kVA	
24	Carga kVA (H-D,T;L-D,T;P)	1
25	Carga kW (H-D,T;L-D,T;P)	1
26	Carga kvar (H-D,T;L-D,T;P)	1
27	Máx. Posic. Toma y Máx. % Alza (TP,D,T;%)	1
28	Min. Posic. Toma y Máx. % Dismin. (TP-D,T;%)	1
MEDICIÓN DE DEMANDA EN SENTIDO INVERSO		
30	Voltaje Carga (H-D,T;L-D,T;P)	1
31	Voltaje Comoensado (H-D,T;L-D,T;P)	1
32	Corriente de Carga (H-D,T;L-D,T;P)	1
33H	Factor de Potencia Máx. Demanda kVA	
33L	Factor de Potencia Min. Demanda kVA	
34	Carga kVA (H-D,T;L-D,T;P)	1
35	Carga kW (H-D,T;L-D,T;P)	1
36	Carga kvar (H-D,T;L-D,T;P)	1
AJUSTA MAESTRO DE INDIC. DE POSIC. DE TOMAS Y MEDICIÓN		
38	Reajustar	1
CONFIGURACIÓN		
40	Identificación del Regulador	2
41	Ajuste del Regulador	2
42	Modalidades de operación del Control	2
43	Voltaje de línea del Sistema	2
44	Relación Total del T.P.	2
45	Valor Nominal del Primario del T.C.	2
46	Intervalo de Integración de Demanda	2

= Valor más alto (máximo) desde el último reajusta (H), fecha y hora (T)

= Valor más bajo (mínimo) desde el último reajusta (L), fecha y hora (T)

= Valor real PT = Indicación de Posición de Toma

= Distorsión Armónica Total TP= Transformador Potencial

Código Función	Función	Nivel de Seguridad Cambio/Reajustar
CALIBRACIÓN		
47	Calibración de Voltaje	3
48	Calibración de Corriente	3
CALENDARIO/RELOJ		
50	Ajuste de Fecha y Hora (D,T,1,2,3,4,5,6)	3
AJUSTES DEL CONTROL EN SENTIDO INVERSO		
51	Ajuste de Voltaje	2
52	Ancho de Banda	2
53	Retardo de Tiempo	2
54	Compensación de Caída de Línea Resistencia	2
55	Compensación de Caída de Línea Reactancia	2
56	Modalidad Sensora de Inversión	2
57	Valor del Umbral de Inversión %	2
COMUNICACIONES		
60	Canal 1 (Puerta de Datos) Velocidad de Baud	2
61	Protocolo de Comunicaciones del Control	
62	Canal 1 (Puerta de Datos) Estado	
63	Canal 2 (Puerta de Comunicaciones) Estado	
64	Dirección de Comunicaciones del Control	2
65	Canal 2 (Puerta Comunic.) Velocidad de Baud	2
66	Puerta Comunic. Modalidad HandShake	2
67	Puerta Comun. Caract. de Tiempo Resincron.	2
68	Puerta Comun. de Habilitación Transm. (On, Off)	2
69	ESTADO DE BLOQUEO	2
REDUCCIÓN DE VOLTAJE		
70	Modalidad de Reducción de Voltaje	2
71	% Reducción de Voltaje en Curso (Sólo Leer)	
72	Reducción Local %	2
73	Remoto 1%	2
74	Remoto 2%	2
75	Remoto 3%	2
76	# de Pasos de Pulsos de Reducción	2
77	% de Reducción de Voltaje por Falso	2
LIMITADOR DE VOLTAJE		
80	Modalidad Limitadora de Voltaje	2
81	Límite Voltaje Alto	2
82	Límite Voltaje Bajo	2
REGISTRO DEL PERFIL DE MEDICIÓN		
85	(Parámetros 1,2,3 y 4)	1
DIAGNÓSTICO DE VIGILANCIA		
89	Version FIRMWARE	
90	Numero de Fallas	
91	Auto revisión	
93	Numero de Correcciones EEPROM	3
94	Numero de Reajustes (resets)	3
95	Código de estado del Sistema (Sólo Leer)	
ACCESO DE SEGURIDAD		
92	Inhabilitación de la Seguridad	3
96	Código de Seguridad Nivel 1	3
97	Código de Seguridad Nivel 2	3
98	Código de Seguridad Nivel 3	
99	ENTRAR CÓDIGO DE SEGURIDAD	

BLA 3-2

Códigos de Funciones

Código de Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entradas	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
00		Contador de Operaciones		0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El contador es activado por la detección de la operación del motor del cambiador de tomas, lo cual es determinado por la percepción de corriente de flujo en el circuito del interruptor de alimentación sostenida El conteo de operaciones es registrado en memoria no volátil después de cada diez (10) conteos. En caso de corte de energía, el conteo retrocederá a la decena (10) más cercana, y luego agregará cinco para obtener el conteo recuperado cuando la energía se restablezca. EJEMPLO: Conteo 218; Después de Pérdida de Energía/recuperación = 215 							
01		Ajuste de Voltaje (Directo)	V	0	2	N	120.0	100.0	135.0
		<ul style="list-style-type: none"> El ajuste de voltaje es el nivel de voltaje al cual el control regulará, sobre la base 120 V, durante flujo de potencia en directo 							
02		Ancho de Banda (Directo)	V	0	2	ND	2.0	1.0	6.0
		<ul style="list-style-type: none"> El ancho de banda es definida como el rango de voltaje total, alrededor del ajuste de voltaje, que el control va a considerar como una condición satisfactoria (en-banda), durante flujo de potencia en directo. EJEMPLO: Un ancho de banda de 2.0 V y un ajuste de voltaje de 120 V establecerá un límite bajo de 119.0 V y un límite alto de 121.0 V. 							
03		Tiempo de Retardo (Directo)	sec.	0	2	ND	30	5	180
		<ul style="list-style-type: none"> El tiempo de retardo es el período de tiempo que el control espera, desde el momento en el que el voltaje recién sale de banda hasta cuando se inicia el cambio de toma, durante flujo de potencia en directo. Vea el Código de Función 42, Modalidad de Operación del Control. 							
04		Compensación de Línea Resistencia (Directo)	V	0	2	ND	0.0	-24.0	24.0
		<ul style="list-style-type: none"> El control usa este parámetro, en unión con la corriente de carga, para calcular y regular al voltaje compensado (mostrado en el Código de Función 8) durante flujo de potencia en directo. El valor de compensación de caída de línea resistiva es usado para simular la caída de voltaje resistivo entre el regulador y el centro de carga teórico. 							
05		Compensación de Línea Reactancia (Directo)	V	0	2	ND	0.0	-24.0	24.0
		<ul style="list-style-type: none"> El valor de compensación de caída de línea reactiva es usado para simular la caída de voltaje de línea reactiva entre el regulador y el centro de carga teórico. El control usa este parámetro, en unión con la corriente de carga, para calcular y regular al voltaje compensado (mostrado en el Código de Función 8) durante flujo de potencia en directo 							
06		Voltaje Carga, Secundario	V	0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> Este es el voltaje RMS de la fundamental, referido al secundario, que aparece en los terminales de salida (carga) del regulador. Debido a que el firmware lleva a cabo corrección de razón, este parámetro es escalado de acuerdo a las entradas en el Código de Función 43 (Voltaje de Línea del Sistema) y el Código de Función 44 (Razón Total del PT) 							
07		Voltaje Fuente, Secundario	V	0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> Este es el voltaje RMS de la fundamental, referido al secundario, que aparece en los terminales de entrada (fuente) del regulador Debido a que el firmware lleva a cabo corrección de razón, este parámetro es escalado de acuerdo a las entradas en el Código de Función 43 (Voltaje de Línea del Sistema) y el Código de Función 44 (Razón Total del TP). El control requiere un voltaje de entrada desde un transformador de potencial fuente o diferencial para obtener este parámetro. La falta de este voltaje ocasionará que se muestren guiones para este parámetro. Refiérase a la página 4-1. 							
08		Voltaje Compensado, Secundario	V	0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> Este es el voltaje calculado en el centro de carga, referido al secundario. Esto está basado en el ajuste de compensación resistiva (Códigos de Función 4 o 54), ajuste de compensación reactiva (Códigos de Funciones 5 o 55), y la corriente de carga. Este es el voltaje que el regulador está regulando en flujo de potencia en directo o en inversa. 							

Ing. MARTIN FERRUA P.
Desarrollo de la Red de M.T.
CIP 55564

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
09		Corriente de Carga, Primario	A	0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • Ésta es la corriente RMS de la fundamental fluyendo en el circuito primario. • Este parámetro es escalado de acuerdo al valor nominal del primario del TC, que se ingresa en el Código de Función 45 							
10		Voltaje Carga, Primario, kV	kV	0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • Éste es el voltaje RMS de la fundamental, referido al primario, que aparece en los terminales de salida (carga) del regulador. • Debido a que el firmware realiza corrección de razón, este parámetro es escalado de acuerdo a las entradas en el Código de Función 43 (Voltaje de Línea del Sistema) y Código de Función 44 (razón total del TP). 							
11		Voltaje Fuente, Primario, kV	kV	0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • Éste es el voltaje RMS de la fundamental, referido al primario, que aparece en los terminales de entrada (fuente) del regulador • Debido a que el firmware realiza corrección de razón, este parámetro es escalado de acuerdo a las entradas en el Código de Función 43 (Voltaje de línea del sistema) y el Código de Función 44 (razón total del TP). • El control requiere un voltaje de entrada desde un transformador de potencial de fuente o diferencial para obtener este parámetro. La falta de este voltaje ocasionará que se muestren guiones para este parámetro. Refiérase a la página 4-1. 							
12	P	Posición de Toma	Toma	0	3	ND	ND	-16	16
		<ul style="list-style-type: none"> • Ésta es la posición actual del cambiador de tomas. • El contador de posición de tomas es reajustado cuando está en la posición neutra, como se indica por el circuito de la luz del neutro. Las posiciones de tomas mostradas desde -16 a 16 correspondientes a 16 de bajada (regulador disminuyendo) a 16 de subida (regulador alzando), respectivamente. • El Código de Función 12P puede ser cambiado a través del teclado, ingresando el nivel de seguridad 3. 							
		Porcentaje Regulación	%	0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • Éste es el porcentaje real que el regulador está activamente subiendo (alzando) o bajando (disminuyendo) el voltaje de entrada (fuente). • Éste parámetro es mostrado después de presionar la tecla de paso sucesivo después de entrar el Código de Función 12. • Éste es calculado como sigue: $\text{Porcentaje Regulación} = (\text{Salida/Entrada} - 1) \times 100$ • Cuando el voltaje de salida del regulador es mayor que el voltaje de entrada (regulador alzando), se señala el signo (+). Cuando el voltaje de salida es menor que el voltaje de entrada (regulador disminuyendo) el signo es (-). • El control requiere un voltaje de entrada desde un transformador de potencial de fuente o diferencial para obtener este parámetro. La falta de este parámetro ocasionará que se muestren guiones para este parámetro. Refierase a la página 4-1 							
13		Factor de Potencia		0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • Éste es el factor de potencia del circuito primario, representado por la diferencia de fase entre la corriente de línea y el voltaje. • La corriente en atraso, o cargas inductivas, están señaladas por un signo (+), y la corriente en adelanto, o cargas capacitivas, están señaladas por un signo (-). 							

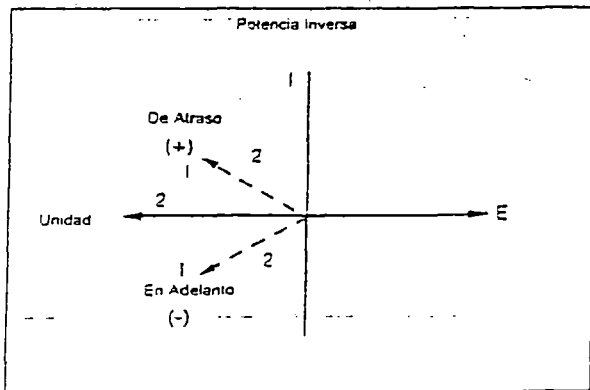


Figura 3-1.
Diagrama vectorial para potencia inversa

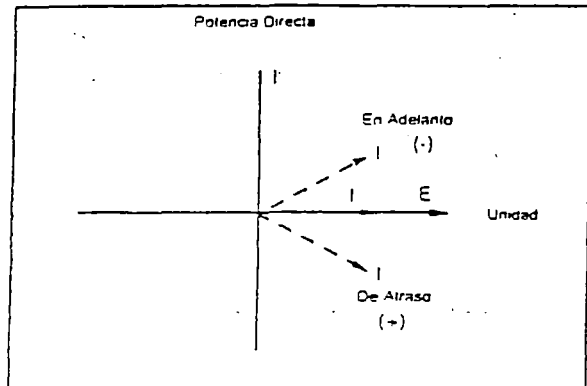


Figura 3-2.
Diagrama vectorial para potencia directa.

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entradas	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
14		Carga kVA	kVA	0	ND	ND	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la cantidad de kilovoltio-amperios tomados por la carga, calculado del producto de los kV primarios (Código de Función 10) por la corriente de carga primaria (Código de Función 9). Vea la Figura 3-3. 									
15		Carga kW	kW	0	ND	ND	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la cantidad total de kilowatts (potencia activa) tomados por la carga. Este es calculado del producto del factor de potencia (Código Función 13) por los kVA de carga (Código Función 14). Vea la Figura 3-3. 									
16		Carga kvar	kva	0	ND	ND	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la cantidad de kilovoltio-amperios reactivos (potencia reactiva) tomados por la carga. Es esta potencia reactiva la que agrega pérdidas en la línea, a pesar de que no realiza trabajo alguno. Vea la Figura 3-3. 									

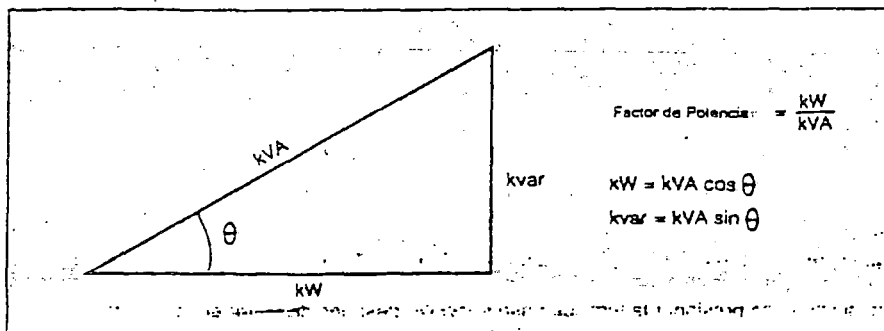


Figura 3-3. Triángulo de Potencia.

17		Frecuencia de Línea	Hz	0	ND	ND	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la frecuencia de línea tal como es medida por el control. El control es capaz de operar en sistemas desde 45 a 65 Hz sin pérdida de precisión en sus mediciones. 									
18		DAT Voltaje	%	0	ND	ND	ND	ND	ND
3,5,7,9,11,13		Armónicos de Voltaje	%	0	ND	ND	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> La distorsión armónica total (DAT) es mostrada después de ingresar el Código de Función 18. Los contenidos armónicos en las frecuencias armónicas 3°, 5°, 9°, 7°, 11°, y 13° son mostradas al presionar la tecla de paso sucesivo (pasar-avanzar). 3, 5, 7, 9, 11 y 13° son mostrados como una extensión del Código de Función para identificar los valores armónicos individuales. La distorsión armónica total es computada como el RCSC (raíz cuadrada de la suma de los cuadrados) de los seis valores armónicos impares individuales. El valor mostrado es un porcentaje del voltaje RMS de la fundamental. Ejemplo. 120.0 V de la fundamental de 60 Hz (frecuencia de línea), con una lectura de 0.5 al armónico 7° (420 Hz), es 0.6 V RMS. 									
19		Corriente DAT	%	0	ND	ND	ND	ND	ND
3,5,7,9,11,13		Armónicos de Corriente	%	0	ND	ND	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> La distorsión armónica total (DAT) es mostrada después de ingresar el Código de Función 19. Los contenidos armónicos en las frecuencias armónicas 3°, 5°, 9°, 7°, 11°, y 13° son mostradas al presionar la tecla de paso sucesivo. 3, 5, 7, 9, 11 y 13° son mostrados como una extensión del Código de Función para identificar los valores armónicos individuales. La distorsión armónica total es computada como la RCSC (raíz cuadrada de la suma de los cuadrados) de los seis valores armónicos impares individuales. El valor mostrado es un porcentaje del voltaje RMS de la fundamental. Ejemplo. 200 A de la fundamental de 60 Hz (frecuencia de línea), con una lectura de 1.9 al armónico 5° (300 Hz), es 3.8 A RMS. 									

Código de Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entradas	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
20	H,H,H, L,L,L,P	Demanda de Voltaje Carga (Directo)	V	0	ND	ND	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Es el voltaje de salida secundario del regulador, como un valor de demanda, de acuerdo con el rango de tiempo de demanda en el CF 46. H, el valor más alto desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar este Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ para fecha y L_ para hora del mínimo valor registrado. Continúe avanzando hasta P para el valor actual. 									
21	H,H,H, L,L,L,P	Demanda de Voltaje Compensado (Directo)	V	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Este es el voltaje secundario calculado en el centro de carga, como un valor de demanda, de acuerdo al rango de tiempo de den el Código de Función 46. Se usan en este cálculo los valores de ajustes de compensación de línea para resistencia y reactancia (Códigos de Función 4 y 5) H, el valor más alto desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar este Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ para fecha y L_ para hora del valor mínimo registrado. Continúe avanzando hasta P para el valor actual. 									
22	H,H,H, L,L,L,P	Demanda de Corriente de Carga (Directo)	A	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la corriente de carga, como un valor de demanda, de acuerdo al rango de tiempo de demanda en el CF 46. H, el valor más alto desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar este Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ para fecha y L_ para hora del valor mínimo registrado. Continúe avanzando hasta P para el valor actual. 									
23	H	Factor de Potencia para la Demanda Máxima en kVA (Directo)	0	ND	A	(Inválido)	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es el factor de potencia instantáneo de la carga para la demanda máxima en kVA, que ocurrió por primera vez, desde el último reajusta. (A) Este parámetro está asociado con demanda máxima en kVA y, por lo tanto, no puede ser reajustado independientemente a ese parámetro. 									
23	L	Factor de Potencia para la Demanda Mínima en kVA (Directo)	0	ND	A	(Inválido)	ND	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Este es el factor de potencia instantáneo de la carga para la demanda mínima en kVA, que ocurrió por primera vez desde la última reajusta. El factor de potencia a la demanda H máxima en kVA es mostrado cuando se ingresa el Código de Función 23, avance hasta el factor de potencia en el valor L de demanda mínima en kVA. (A) Este parámetro está asociado con demanda mínima en kVA y, por lo tanto, no puede ser reajustado independientemente a ese parámetro. 									
24	H,H,H, L,L,L,P	Demanda de Carga en kVA (Directo)	kVA	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la carga en kVA, como un valor de demanda, de acuerdo al rango de tiempo de demanda en el Código de Función 46. H, el valor más alto desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar el Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ para fecha y L_ para hora del valor mínimo registrado. Continúe avanzando hasta P para el valor actual. 									
25	H,H,H, L,L,L,P	Demanda de Carga en kW (Directo)	kW	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la carga en kW, como un valor de demanda, de acuerdo al rango de tiempo de demanda en el Código de Función 46. H, el valor más alto desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar el Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ para fecha y L_ para hora del mínimo valor registrado. Continúe avanzando hasta P para el valor actual. 									
26	H,H,H, L,L,L,P	Demanda de Carga Pen kvar (Directo)	kvar	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la carga en kvar, como un valor de demanda, de acuerdo al rango de tiempo de demanda en el Código de Función 46. H, el valor más alto desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar el Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ para fecha y L_ para hora del mínimo valor registrado. Continúe avanzando hasta P para el valor actual. 									

Un valor por omisión de "Reajustar" indica que el parámetro es reajustado al valor real.

Código de Función	Parametro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entradas	
			Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
H, H, H- L, L, L-	Posición Máxima de Toma	Toma	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la posición de tomas más alta que el regulador ha alcanzado desde el último reajusta. H, la posición de tomas más alta desde el último reajusta, es mostrada después de ingresar es Código de Función. Avance hasta H_ para fecha, y H' para hora de la posición más alta registrada. La posición máxima y hora y fecha asociados pueden ser reajustados a través la tecla de reajusta o a través reajusta maestro, CF 38. Este parámetro no es reajustado por el interruptor de reposición de las manecillas de arrastre. 								
	Máx. % Alza (Min. % Disminución)	%	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Este es el porcentaje más alto que el regulador ha subido el voltaje de entrada desde el último reajusta. Avance desde 27 H para leer este parámetro. Este parámetro es el valor de las manecillas de arrastre superior para el porcentaje de regulación presente. Código de Función 12. El control requiere un voltaje de entrada desde un transformador potencial de fuente o diferencial para obtener este parámetro. La falta de este voltaje ocasionará que se muestren guiones para este parámetro. Refiérase a la página 4-1. 								
L, L, L- L, L, L-	Posición de Toma Mínima	Toma	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la posición de toma más baja que el regulador ha alcanzado desde el último reajusta. L, la posición más baja desde el último reajusta, es mostrada después de ingresar este Código de Función. Avance hasta L_ para fecha, y L para hora de la posición más baja registrada. La posición mínima, fecha y hora asociados pueden ser reinstalados a través de la tecla de reajustado o a través la tecla maestra, CF 38. Este parámetro no es reajustado por el interruptor de reposición de las manecillas de arrastre. 								
	Máx. % Disminución (Min. % Alza)	%	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Este es el porcentaje más alto que el regulador ha bajado el voltaje de entrada desde el último reajusta. Avance desde 28 L para leer este parámetro. Este es el valor de las manecillas de arrastre inferiores para el porcentaje de regulación presente, Código de Función 12. El control requiere un voltaje de entrada desde un transformador potencial fuente o diferencial para obtener este parámetro. La falta de este voltaje ocasionará que se muestre guiones para este parámetro. Refiérase a la página 4-1. 								
H, H, H- L, L, L- P	Demanda de Voltaje Carga (Inversa)	V	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Este es el voltaje de salida secundario del regulador durante el flujo de potencia inversa, como un valor de demanda, de acuerdo al rango de tiempo de demanda en el Código de Función 46. H, el valor más alto ocurrido desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar este Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ por fecha, y L para hora del valor más bajo registrado. Continúe avanzando hasta P para valor presente. El control requiere un voltaje de entrada desde un transformador potencial fuente o diferencial para obtener este parámetro. La falta de este voltaje ocasionará que muestre guiones para este parámetro. Refiérase a la página 4-1. 								
H, H, H- L, L, L- P	Demanda de Voltaje Compensado (Inversa)	V	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Este es el voltaje de salida secundario secundaria al centro de carga durante flujo de potencia inversa, como un valor de demanda, de acuerdo al rango de tiempo de demanda en el Código de Función 46. El ajuste de la línea de compensación para resistencia y reactancia (Código de función 54 y55) son utilizado en este cálculo. H, el valor más alto ocurrido desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar este Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ para fecha, y L para tiempo del valor más bajo registrado. Continúe avanzando hasta P para valor presente. El control requiere un voltaje de entrada desde un transformador potencial de fuente o diferencial para obtener este parámetro. La falta de este voltaje ocasionará que se muestre guiones para este parámetro. Refiérase a la página 4-1. 								
H, H, H- L, L, L- P	Demanda de Corriente de Carga (Inversa)	A	0	ND	1	Reajusta*	ND	ND
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la corriente de carga en flujo de potencia inversa, como un valor de demanda, de acuerdo al rango de tiempo de demanda en el CF 46. H, el valor más alto registrado desde el último reajusta, es mostrado después de ingresar este Código de Función. Avance hasta H_ para obtener fecha, y H para hora del valor máximo registrado. Continúe avanzando hasta L, el valor más bajo desde el último reajusta, L_ por fecha, y L para tiempo del valor más bajo registrado. Continúe avanzando hasta P para valor presente. El control requiere un voltaje de entrada desde un transformador potencial fuente o diferencial para obtener este parámetro. La falta de este voltaje ocasionará que se muestren guiones para este parámetro. Refiérase a la página 4-1. 								

por omisión de "Reajusta" indica que el parámetro es reajustado al valor presente.

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad		
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar
56		Modalidad Sensora de Inversión		0	2	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El control ofrece seis características de repuestas para operación con flujo de potencia inversa. a) Las seis modalidades y sus códigos correspondientes son: 0 = Bloqueado en Directo 1 = Bloqueado en Inverso [D] 2 = Inverso en Vacío 3 = Bi-direccional [D] 4 = Neutro en Vacío 5 = Co-generación Vea operación inversa del control, página 4-3. 				
57		Umbral Inverso	%	0	2	ND
		<ul style="list-style-type: none"> Este es el umbral de corriente en el cual el control cambia operación, ya sea de directo a inverso. Este umbral es programable como un porcentaje del valor nominal primario del T.C. EJEMPLO: Lector de C.T. con un valor nominal primario de 400 A, y con un valor umbral de 3%, tendrían un umbral de 12 A. La medición del control cambia en un umbral de 1%, completamente independiente del Código de Función. Vea Operación Inversa del Control en, página 4-3. 				
60		Puerta Datos (Canal 1) Velocidad Baud		0	2	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El microprocesador del control tiene dos canales de comunicación, cada uno con velocidad de baudios de 300, 1200, 2400 y 4800. El Canal 1 está dedicado a un Puerta de Datos de nueve pines en el panel frontal del control. Los pines para el Canal 1 son: 1 = 300 Baud; 2 = 1200 Baud; 3 = 2400 Baud; y 4 = 4800 Baud. Para permitir comunicaciones con el Lector de Datos (aparato recolector de datos) McGraw-Edison el Canal 1 ha sido fijado de fábrica en 4800; es decir, Código de función 60 = 4. 				
61		Protocolo de Comunicaciones		0	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El Canal de Comunicaciones 2 está dedicado a la interfase de comunicaciones digitales en tiempo real. Este canal indica el tipo de protocolo instalado y su revisión. La lectura es RR.PP (solamente para leer). RR de 1-99. PP es el protocolo: 01 = Cooper Power Systems DATA 2200, 03 = Cooper Power System DATA 2200. A menos que se especifique lo contrario, los controles CL-5A son implementados con protocolo de tiempo real. Vea SCADA Digital, página 4-11. 				
62		Estado de la Puerta Datos (Canal 1)		0	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El control del microprocesador monitorea los canales de comunicación e informa el estado de cada canal de Puerta de Datos, canal #1 en código de función 62. Esto es para información solamente. Los códigos de estado están listados con el código de Función 63. 				
63		Estado de la Puerta de Comunicaciones (Canal 2)		0	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El microprocesador del control monitorea los canales de comunicación e informa del estado de cada canal de Puerta de Datos, canal #2 en código de función 63. Es solamente para uso de información. Los códigos del estado para los Códigos de Función 62 y 63 son mencionados a continuación: 				
		<ul style="list-style-type: none"> 0 = Mensaje Válido recibido 1 = Control en modalidad local 2 = Error de estructuración en el mensaje recibido 3 = Error de magnitud en el mensaje recibido 4 = Error de ruido en el mensaje recibido 5 = Error de paridad en el mensaje recibido 6 = Error de revisión de suma en el mensaje recibido 7 = Tipo de punto solicitado inválido 8 = Comando inválido recibido 9 = Número de punto específico inválido — = Canal inactivo 				

Código Función	Extensión Código Función
33	H
	<ul style="list-style-type: none"> Este control ofrece seis características de repuestas para operación con flujo de potencia inversa. a) Las seis modalidades y sus códigos correspondientes son: 0 = Bloqueado en Directo 1 = Bloqueado en Inverso [D] 2 = Inverso en Vacío 3 = Bi-direccional [D] 4 = Neutro en Vacío 5 = Co-generación Vea operación inversa del control, página 4-3.
33	L
	<ul style="list-style-type: none"> Este control ofrece seis características de repuestas para operación con flujo de potencia inversa. a) Las seis modalidades y sus códigos correspondientes son: 0 = Bloqueado en Directo 1 = Bloqueado en Inverso [D] 2 = Inverso en Vacío 3 = Bi-direccional [D] 4 = Neutro en Vacío 5 = Co-generación Vea operación inversa del control, página 4-3.
34	H,H,H,H, L,L,L,L
	<ul style="list-style-type: none"> Este control ofrece seis características de repuestas para operación con flujo de potencia inversa. a) Las seis modalidades y sus códigos correspondientes son: 0 = Bloqueado en Directo 1 = Bloqueado en Inverso [D] 2 = Inverso en Vacío 3 = Bi-direccional [D] 4 = Neutro en Vacío 5 = Co-generación Vea operación inversa del control, página 4-3.
35	H,H,H,H, L,L,L,L
	<ul style="list-style-type: none"> Este control ofrece seis características de repuestas para operación con flujo de potencia inversa. a) Las seis modalidades y sus códigos correspondientes son: 0 = Bloqueado en Directo 1 = Bloqueado en Inverso [D] 2 = Inverso en Vacío 3 = Bi-direccional [D] 4 = Neutro en Vacío 5 = Co-generación Vea operación inversa del control, página 4-3.
36	H,H,H,H, L,L,L,L
	<ul style="list-style-type: none"> Este control ofrece seis características de repuestas para operación con flujo de potencia inversa. a) Las seis modalidades y sus códigos correspondientes son: 0 = Bloqueado en Directo 1 = Bloqueado en Inverso [D] 2 = Inverso en Vacío 3 = Bi-direccional [D] 4 = Neutro en Vacío 5 = Co-generación Vea operación inversa del control, página 4-3.
38	
	<ul style="list-style-type: none"> Todos los códigos de estado para los Códigos de Función 62 y 63 son mencionados a continuación: 0 = Mensaje Válido recibido 1 = Control en modalidad local 2 = Error de estructuración en el mensaje recibido 3 = Error de magnitud en el mensaje recibido 4 = Error de ruido en el mensaje recibido 5 = Error de paridad en el mensaje recibido 6 = Error de revisión de suma en el mensaje recibido 7 = Tipo de punto solicitado inválido 8 = Comando inválido recibido 9 = Número de punto específico inválido — = Canal inactivo

Se requiere un diferencial T.P. o T.P. lado-fuente para que estos parámetros estén activos.

Un valor por omisión de

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad		
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajusta
40		Identificación del Regulador		0	2	ND
41		Ajuste del Regulador		0	2	ND
42		Modalidad de Operación del Control		0	2	ND
43		Voltaje de Línea del Sistema	V	0	2	ND
44		Relación Total del Transformador de Potencial		0	2	ND
45		Valor Nominal del Primario del T.C.	A	0	2	ND
46		Rango de Tiempo de Demanda	min.	0	2	ND
47		Calibración de Voltaje	V	0	3	ND

Código Función	Exten. Cód. Func
48	• La • El pé: • La • Pa • No • Vea C 1.2.3.
50	• [C] mes • La f pres • El pr 6 = c • Si se 199C • Refis
51	• El aj • Vea
52	• El par condi de 12 • Vea c
53	• El tier banda • Vea C
54	• El valc centro • El contr de Func • Vea Op
55	• El valor centro c • El contr de Func • Vea Op

B Factores de calibración

Factores de calibración representativos están programados en ROM para ser usados en caso que la memoria

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entradas	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
48	—	Calibración de Corriente	mA	0	3	ND	8	100.0	400.0
		<ul style="list-style-type: none"> La corriente que el control realmente mide, en mili-amperios, es mostrada en el Código de Función 48. El control está diseñado para 200 mA como la corriente de salida nominal del C.T., y medirá a 400 mA (200% de carga) sin pérdida de precisión. La calibración se realiza en la fábrica y no debería ser necesario realizarla en terreno. Para calibrar, este valor es comparado con un amperímetro referencia y, si es diferente, se cambia para mostrar el valor correcto. No se permite avanzar a este parámetro. Vea Calibración del Control, página 6-4. 							
50	C 1.2.3.4.5.6	Calendario/reloj Año, Mes, Día, Hora, Minuto, Segundo		0	ND	ND	(inválido)		
				0	3	ND	(inválido)		
		<ul style="list-style-type: none"> [C] Una barra segmentada después del Código de Función 50 en el LCD se mueve desde la parte inferior de la pantalla indicando mes, día hasta el parte superior de la pantalla para indicar hora, minuto. La fecha (mes, día) es mostrada después de ingresar el Código de Función 50. La hora (hora, minuto) es mostrado después de presionar la tecla de avance sucesivo. Estos son parámetros solamente para leer. El presionar la tecla de avance sucesivo muestra extensiones de funciones. 1 = año; 2 = mes; 3 = día; 4 = hora; 5 = minuto; 6 = segundos. Si es necesario se pueden cambiar estos valores. Si se restablece la energía después que la fuente de energía interna se haya agotado, el calendario/reloj comienza en Enero 1, 1990; 00:00:00. Refiérase a la página 4-1. 							
51	—	Ajuste de Voltaje (Inverso)	V	0	2	ND	120.0	100.0	135.0
		<ul style="list-style-type: none"> El ajuste de voltaje es el nivel de voltaje al cual el control regulará, en la base 120 V, durante flujo de potencia inversa. Vea Operación de potencia inversa, página 4-3. 							
52	—	Ancho de Banda (Inverso)	V	0	2	ND	2.0	1.0	6.0
		<ul style="list-style-type: none"> El ancho de banda es definida como el rango de voltaje total, alrededor del voltaje ajustado, que el control considerará como condición (en banda) satisfactoria, durante flujo de potencia inversa. EJEMPLO: Un ancho de banda de 3 V y un voltaje ajustado de 120 V establecerá un límite bajo de 118.5 V y un límite alto de 121.5 V. Vea operación de potencia inversa, página 4-3. 							
53	—	Tiempo de Retardo (Inverso)	sec.	0	2	ND	30	5	180
		<ul style="list-style-type: none"> El tiempo de retardo es el periodo de tiempo (en segundos) que el control espera, desde el momento en que el voltaje sale de banda por primera vez, al momento cuando el cierre del relé ocurre, durante flujo de potencia inversa. Vea Operación de Potencia Inversa, página 4-3. 							
54	—	Compensación de Línea, Resistencia (Inverso)	V	0	2	ND	0.0	-24.0	24.0
		<ul style="list-style-type: none"> El valor de compensación de caída de línea resistiva es usado para simular las pérdidas de línea resistiva entre el regulador y el centro de carga teórico. El control usa este parámetro, junto con el flujo de corriente de carga, para calcular el voltaje compensado (mostrado en el Código de Función 8) durante flujo de potencia inversa. Vea Operación de Potencia Inversa, página 4-3. 							
55	—	Compensación de Línea, Reactancia (Inverso)	V	0	2	ND	0.0	-24.0	24.0
		<ul style="list-style-type: none"> El valor de compensación de caída de línea reactiva es usado para simular las pérdidas de línea reactiva entre el regulador y el centro de carga teórico. El control usa este parámetro, junto con el flujo de corriente de carga, para calcular el voltaje compensado (mostrado en el código de Función 8) durante flujo de potencia inversa. Vea Operación de Potencia Inversa, página 4-3. 							

Factores de calibración representativos están programados en ROM para ser usados en caso que la memoria de trabajo experimente una falla.

Código de Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entrada	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
				0	2	ND		0	5
56		Modalidad Sensora de Inversión					0	5	
		<ul style="list-style-type: none"> El control ofrece seis características de repuestas para operación con flujo de potencia inversa, a ser seleccionadas por el usuario. Las seis modalidades y sus códigos correspondientes son: 0 = Bloqueado en Directo 1 = Bloqueado en Inverso (D) 2 = Inverso en Vacío 3 = Bi-direccional (D) 4 = Neutro en Vacío 5 = Co-generación Vea operación inversa del control, página 4-3. 							
57		Umbral Inverso	%	0	2	ND	2	1	5
		<ul style="list-style-type: none"> Este es el umbral de corriente en el cual el control cambia operación, ya sea de directo a inverso, o de inverso a directo. Este umbral es programable como un porcentaje del valor nominal primario del T.C. EJEMPLO: Un regulador 328 A utilizando un C.T. con un valor nominal primario de 400 A, y con un valor umbral de 3%, tendrían un umbral de 12 A. La medición del control cambia en un umbral de 1%, completamente independiente del Código de función 57. Vea Operación Inversa del Control en, página 4-3. 							
60		Puerta Datos (Canal 1) Velocidad Baud		0	2	ND	4	1	4
		<ul style="list-style-type: none"> El microprocesador del control tiene dos canales de comunicación, cada uno con velocidad de baud seleccionable. El Canal 1 está dedicado a un Puerta de Datos de nueve pines en el panel frontal del control. Las velocidades baud disponibles para el Canal 1 son: 1 = 300 Baud; 2 = 1200 Baud; 3 = 2400 Baud; y 4 = 4800 Baud. Para permitir comunicaciones con el Lector de Datos (aparato recolector de datos) McGraw-Edison, el velocidad baud del Canal 1 ha sido fijado de fábrica en 4800; es decir, Código de función 60 = 4. 							
61		Protocolo de Comunicaciones		0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El Canal de Comunicaciones 2 está dedicado a la interfase de comunicaciones digitales en tiempo-real. El Código de Función 61 indica el tipo de protocolo instalado y su revisión. La lectura es RR.PP (solamente para leer). RR es un número de revisión interna de 1-99. PP es el protocolo: 01 = Cooper Power Systems DATA 2200, 03 = Cooper Power Systems DATA 2179. A menos que se especifique lo contrario, los controles CL-5A son implementados con protocolo instalado DATA 2179. Vea SCADA Digital, página 4-11. 							
62		Estado de la Puerta Datos (Canal 1)		0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El control del microprocesador monitorea los canales de comunicación e informa el estado de comunicación de las sesiones de la Puerta de Datos, canal #1 en código de función 62. Esto es para información solamente. Los códigos de estado están listados con el código de Función 63. 							
63		Estado de la Puerta de Comunicaciones (Canal 2)		0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> El microprocesador del control monitorea los canales de comunicación e informa del estado de las sesiones del canal 2 en la Función 63. Es solamente para uso de información. Los códigos del estado para los Códigos de Función 62 y 63 son mencionados a continuación: 0 = Mensaje Válido recibido 1 = Control en modalidad local 2 = Error de estructuración en el mensaje recibido 3 = Error de magnitud en el mensaje recibido 4 = Error de ruido en el mensaje reci 5 = Error de paridad en el mensaje recibido 6 = Error de revisión de suma en el mensaje recibido 7 = Tipo de punto solicitado inválido 8 = Comando inválido recibido 9 = Número de punto específico inválido "-" = Canal inactivo 							

Se requiere un diferencial T.P. o T.P. lado-fuente para que estos parámetros estén activos.

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entrada	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
64	-----	Dirección de Comunicaciones del Control (Protocolo 2179)	----	0	2	NO	----- (inválido)	0	2046
64	-----	Dirección de Comunicaciones del Control(Protocolo 2200)	----	0	2	NO	----- (inválido)	0	200
<ul style="list-style-type: none"> Cooper Power Systems ha desarrollado controles para varios productos que utilizan protocolo de comunicaciones común. Cada control en el sistema puede ser unívocamente dirigido por el UTR SCADA u otro dispositivo de comunicaciones. La dirección SCADA del control es ingresada en la Función 64 con una dirección pre-instalada de fábrica de 5. Para el protocolo DATA-2179, las respuestas y direcciones son las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> 0-2046 = Rango de direccionamiento único del dispositivo. Controles con direcciones en ese rango responden unívocamente cuando una particular dirección es enviada. 2 47 = La dirección transmitido. Todos los Controles en el sistema escuchan y cambian con ordenado, sin una respuesta si un mensaje es enviado a la dirección 2047. Para protocolo DATA-2200, las respuestas y direcciones son las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> 0 = Direccionamiento libre. Todos los controles en el sistema responden si se envía un mensaje con dirección 0. En la práctica, esto requiere una ajuste estrella, donde cada control tiene una línea dedicada. 1-200 = Rango de direccionamiento único del dispositivo. Controles con direcciones en este rango responden unívocamente cuando una particular dirección es enviada. 201-254 = Tipo de equipo, rango de dirección de grupo. La dirección de grupo depende del tipo de equipo. Por ejemplo, el control CL-5A es un equipo tipo 6, y su dirección de grupo es 255-6 = 249. Cualquier mensaje enviado a la dirección 249 provoca que todos los controles conectados escuchen y se modifiquen como fue ordenado, sin respuesta de vuelta. Del mismo modo el control de reconector FORM 4C es un equipo tipo 3, su dirección de grupo es 255-3 = 252. Cualquier mensaje enviado a la dirección 256 provoca que todos los controles o reconector FORM 4C conectados, escuchen y se modifiquen de acuerdo a lo ordenado, sin respuesta de vuelta. Esta capacidad permite que los controles del regulador, reconector, y futuros controles C.P.S. estén conectados en el mismo anillo (LOOP) de comunicaciones desde la UTR y cada grupo de equipos pueda ser seleccionado por un sólo mensaje. 255 = Dirección Transmitido. Todos los controles en el sistema escuchan y se modifican como es ordenado, sin respuesta de vuelta si un mensaje es enviado a la dirección 255. 									
65	-----	Puerta de Comunicaciones (Canal 2) Velocidad de Baud	----	0	2	NO	----- (inválido)	1	5
<ul style="list-style-type: none"> El usuario puede seleccionar la velocidad de baud al cual el sistema del control interactua con el sistema SCADA. Las velocidades baud disponibles son: 1 = 300 Baud; 2 = 1200 Baud; 3 = 2400 Baud; 4 = 4800 Baud; 5 = 9600 Baud. El control está ajustado de fábrica para 4800 Baud. 									
66	-----	Puerta de Comunicaciones Modalidad de HandShake	----	0	2	NO	----- (inválido)	0	2
<ul style="list-style-type: none"> El usuario puede seleccionar el método apropiado para interacción de mensajes del control a SCADA (modalidad de handshake). La modalidad de handshake transmisión/recepción permite adaptabilidad a diferentes tipos de interfaces de sistemas de comunicación con el control CL-5A. Cuando se usa la modalidad 2, la señal handshake se usa como habilitación de la transmisión. La señal de entrada de esta modalidad es ignorada. Las modalidades disponibles son: <ul style="list-style-type: none"> 0 = Sin handshake. Esta modalidad es usada para comunicaciones directas entre el control y un computador (ordenador) personal. También puede ser usada con un UTR para comunicaciones punto a punto. 1 = No aplicable. Para uso solamente de C.P.S. 2 = El handshake está activo. Esta modalidad es usada cuando una señal de habilitación de la transmisión (presión para hablar) es requerida como parte del handshake. La habilitación de transmitir también está requerido cuando el control es conectado en un anillo de fibra óptica. Vea el Código de Función 68 para la programación de Retardo en Cierre para Habilitación de Transmisión y Retardo en Apertura para Habilitación de Transmisión. 									

Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entradas	
			Para Leer	Para Cambio	Para Reajustar		Bajo	Alto
	Puerta de Comunicaciones Número de Línea de Cars. Sinc.	Car	0	2	ND	(inválido)	0	10

Define el periodo de tiempo que la recepción debe estar disponible para asumir el comienzo de un mensaje de petición. Se usa sincronización de línea muerta para determinar el comienzo del mensaje de petición. Cuando se use en un sistema de comunicación configurado en anillo o transmitido de la dirección, el control oye mensajes para equipos en otros nodos en la línea de datos recibidos. A través de la lectura del dirección, el control determina si el mensaje es para él e ignora los bytes restantes si no lo es. Un período de tiempo durante el cual la línea de datos recibida está inactiva, define el término del mensaje previo. Este tiempo inactivo es el periodo de sincronización de línea muerta. El control está ahora sincronizado de modo que el próximo byte recibido sea considerado el comienzo de un nuevo mensaje. El valor programado es el número equivalente de caracteres que la línea de recepción debe permanecer inactiva, para ser considerado el fin del mensaje. El control determina el real internamente, tomando en consideración la velocidad de baud y el número de bits en el carácter.

Por ejemplo: Baud = 4800; Carácter sincronizado de línea muerta = 5 caracteres
 Tiempo Muerta = 5 caracteres x 10 bits/carácter = 50 bits
 50 bits a 4800 bits/segundo = 10.4 mS tiempo sincronizado de línea muerta
 *10 bits/carácter al Protocolo 2179, 8 bits de datos, 1 bit de inicio, 1 bit de parada.
 11 bits/carácter al Protocolo 2200, 8 bits de datos, 1 bit de inicio, 1 bit de parada, 1 bit paridad.

• Vea las Figuras 3-4 y 3-5.

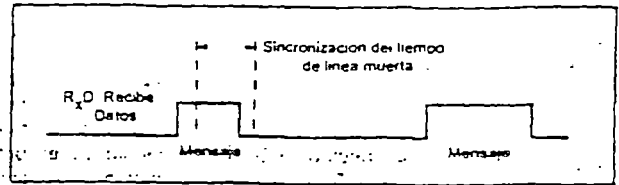
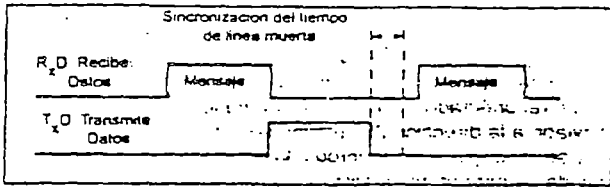


Figura 3-4
Mensaje recibido en el control CL-5A; el mensaje es para el control CL-5A.

Figura 3-5.
Mensaje recibido en el control CL-5A; el mensaje no es para el control CL-5A.

1	Puerta de Comunicaciones Retardo en Apertura para la Habilitación de la Transmisión (encendida)	msec.	0	2	ND	(inválido)	0	475
2	Puerta de Comunicaciones Retardo en Cierre para la Habilitación de la Transmisión	msec.	0	2	ND	(inválido)	0	250

• Cuando el control está ajustado para control de transmisión de la modalidad handshake (Código de Función 66 = 2), el usuario pudiese requerir un retardo entre el tiempo en el que la transmisión es habilitada hasta cuando la información es transmitida. Como ejemplo, si la habilitación de transmisión fuese usada como una dispositivo de encendido para un transmisor o un modem, un periodo de calentamiento pudiese ser necesario antes de que la información pueda ser transmitida.

• El tiempo de retardo puede ser ingresado en esta extensión de código de función y normalmente esta instalado en 0 para el sistema de comunicaciones mantenido actualmente. Vea la Figura 3-6.

• Cuando el control está ajustado para control de transmisión de la modalidad handshake (Código de Función 66 = 2), el usuario pudiese requerir un retardo entre el tiempo en el que se termina la transmisión de información y cuando la señal de transmisión es inhabilitada.

• El tiempo de retardo puede ser ingresado en esta extensión de código de función y normalmente esta ajustado en 0 para el sistema de comunicaciones mantenido actualmente. Vea la Figura 3-6:

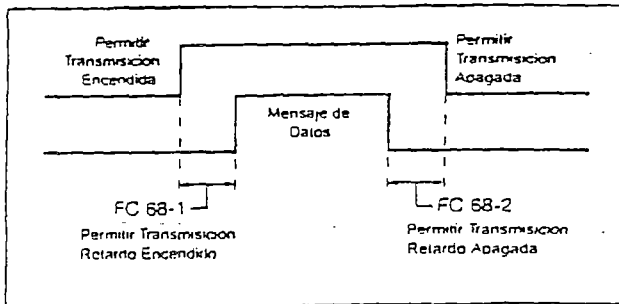


Figura 3-6.
Transmisión de datos desde el control CL-5A al sistema de comunicación para aplicación de la modalidad handshake.

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Lim.	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		de Entrada Bajo	Alto
69		Estado de Bloqueo de Regulación		0	2	NO	NO	0	1
		<ul style="list-style-type: none"> El control con opciones de comunicación permite al usuario controlar completamente el regulador a través del sistema SCADA. El sistema SCADA puede poner al regulador en un estado de bloqueo, inhibiendo entonces cualquier operación del cambiador de tomas por el control. Un ejemplo práctico podría ser el realizar una cierta cantidad de reducción de voltaje, y luego incapacitar el cambiador de tomas (inhibir operaciones adicionales) por un periodo definido de tiempo. Los estados son como sigue: 0 = Normal (operación automática normal) 1 = Bloqueado (la operación automática es inhibida) El operador puede cambiar el estado de este código ingresando al nivel de seguridad 2 en el control y presionado el botón CHANGE/RESET (Cambio/reajusta). Si SCADA tiene el sistema bloqueado, el operador puede inhabilitar el sistema SCADA cambiando el Código de Función 69 de 1 a 0, o si el operador elige bloquear la operación automática, se puede cambiar el Código de Función 69 de 0 a 1. Información adicional concerniente a la interacción SCADA con el control aparece en la página 4-11. 							
70		Modalidad de Reducción de Voltaje		0	2	NO	0	0	3
		<ul style="list-style-type: none"> El control tiene tres modalidades de reducción disponibles para selección por parte del usuario. La modalidad adecuada se activa ingresando el código correspondiente: 0 = Apagado (OFF) 1 = Local 2 = Remoto -Enganche 3 = Remoto - Pulso Vea Reducción de Voltaje, página 4-9. 							
71		Porcentaje Reducción Voltaje en Uso	%	0	NO	NO	NO	NO	NO
		<ul style="list-style-type: none"> Este es el porcentaje real de reducción de voltaje activo actualmente. Vea Reducción de Voltaje, página 4-9 							
72		Reducción de Voltaje Local	%	0	2	NO	0.0	0.0	10.0
		<ul style="list-style-type: none"> El porcentaje de reducción de voltaje local a ser realizado, es ingresado aquí. Ejemplo: Si el regulador está instalado para ajuste de voltaje de 125 V y se requiere 3.6% de reducción de voltaje, 3, 6% se ingresa aquí (primero fije el Código de Función 70 = 1), y el regulador bajará 4.5 V (3.6% de 125 V) inmediatamente después del periodo de tiempo de retardo. Cuando se active la reducción de voltaje vía SCADA digital, éste es el parámetro que se modifica al porcentaje deseado. Vea Reducción de Voltaje, página 4-9. 							
73		Ajuste de Reducción Remoto 1	%	0	2	NO	0.0	0.0	10.0
		<ul style="list-style-type: none"> Tres niveles de voltage enganchando activados remotamente son disponibles. El porcentaje de reducción de voltaje a efectuar en el Nivel 1 de Remoción es programado en el Código de Función 73. La activación remota se lleva a cabo aplicando una señal en el terminal de entrada apropiado, cuando el Código de Función 70 = 2. Vea Modalidad Remoto (Enganche), página 4-9. 							
74		Ajuste de Reducción Remoto 2	%	0	2	NO	0.0	0.0	10.0
		<ul style="list-style-type: none"> Tres niveles de voltage enganchando activados remotamente son disponibles. El porcentaje de reducción de voltaje a efectuar en el Nivel 2 de Remoción es programado en el Código de Función 74. La activación remota se lleva a cabo aplicando una señal en el terminal de entrada apropiado, cuando el Código de Función 70 = 2. Vea Modalidad Remoto (Enganche), página 4-9. 							
75		Ajuste de Reducción Remoto 3	%	0	2	NO	0.0	0.0	10.0
		<ul style="list-style-type: none"> Tres niveles de voltage enganchando activados remotamente son disponibles. El porcentaje de reducción de voltaje a efectuar en el Nivel 3 de Remoción es programado en el Código de Función 75. La activación remota se lleva a cabo aplicando una señal en los dos terminales de entrada apropiado, cuando el Código de Función 70 = 2. Vea Modalidad Remoto (Enganche), página 4-9. 							

Regulador VR-32 y Control CL-5A McGraw-Edison®

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación de Entrada Bajo
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		
76		Reducción de Voltaje con Pulsos Número de Pasos		0	2	ND	0	0
		<ul style="list-style-type: none"> Hasta diez pasos de reducción de voltaje están disponibles cuando se selecciona la modalidad de reducción de voltaje con pulsos (Código de Función 70 = 3) La Función 76 define el número de pasos seleccionados para operación de reducción con pulsos. El porcentaje de reducción de voltaje de cada paso está definida en el Código de Función 77. Vea Modalidad de Pulso, página 4-10. 						
77		Reducción de Voltaje con Pulsos Reducción de Voltaje por Paso	%	0	2	ND	0.0	0.0
		<ul style="list-style-type: none"> El Código de función 77 define el porcentaje de reducción de voltaje que será aplicada para cada paso de reducción de voltaje con pulso seleccionado en el Código de Función 76. Vea Modalidad de Pulso, página 4-10. 						
80		Modalidad Limitadora de Voltaje		0	2	ND	0	0
		<ul style="list-style-type: none"> El control tiene capacidades limitadoras de voltaje para condiciones de alto voltaje y de bajo voltaje. La modalidad adecuada es activada ingresando el código correspondiente: 0 = Apagado (OFF) 1 = Solamente límite alto activado. 2 = Límites alto y bajo activados. Vea Limitador de Voltaje, página 4-8. 						
81		Limitación de voltaje Alto	V	0	2	ND	130.0	120.0
		<ul style="list-style-type: none"> El límite de voltaje alto es programado aquí. Cuando se activa la función limitadora de voltaje (Código de Función 80 = 1 ó 2), el regulador evitará que el voltaje de salida regulador exceda este valor. Vea Limitador de Voltaje, página 4-8. 						
82		Limitación de voltaje Bajo	V	0	2	ND	105.0	105.0
		<ul style="list-style-type: none"> El límite de voltaje bajo es programado aquí. Cuando se activa la función limitadora de voltaje (Código de Función 80 = 2), el regulador evitará que el voltaje de salida de regulador descienda bajo este valor. Vea Limitador de Voltaje, página 4-8. 						
85	1, 2, 3, 4	Registro de Mediciones	ND	0	1	ND	9,14,15,16	6
		<ul style="list-style-type: none"> El Código de Función 85, con sus cuatro extensiones, es usado para seleccionar el parámetro a ser incluido en la tabla de datos del Registro de Mediciones. El Registro de Mediciones muestrea cuatro funciones de medición instantánea cualquiera (Códigos de Función 5 al 19). El tiempo de muestreo es cada 15 minutos para un periodo de 30 horas (120 valores). Vea Registro de Mediciones, página 4-2. 						
89		Versión firmware del equipo		0	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> Este parámetro toma la forma RR.DD., donde RR es el número de revisión y DD es el número del equipo. El control es equip No está permitido avanzar a este parámetro. 						

Código Función	Extensión Código Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
90		Número de Fallas		0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • Este es el dispositivo de conteo para el número de parámetros en el sistema de operación del sistema que han fallado, durante operación normal éste estará en cero. • Si se encuentra un número distinto a cero, se deben examinar todas las configuraciones del control para determinar cual es la que ha fallado. Luego, el(los) ajuste(s) debe(n) ser cambiada(s) al(a) los valor(es) correcto(s). • Las funciones defectuosas serán identificadas con la letra d después del número del código de función en el display de la pantalla LCD 							
91		Auto revisión		ND	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • El control ejecutará una rutina de auto-diagnóstico a través del ingreso del Código de Función 91. • Esto causa que el sistema RE-BOOT, o se inicie a si mismo, y al hacer esto revisa los varios componentes en busca de fallas • La prueba se encendiendo los segmentos en el display por 3 segundos, y luego se muestra PASS (APROBADO) o FAIL (REPROBADO), dependiendo de los resultados de la prueba • "----" (guiones) antes de PASS (APROBADO) indica que el reloj necesita ser ajustado. • El realizar la auto- prueba parecerá como una interrupción de energía a la tarea de demanda del control, y consecuentemente, causará que las demandas actuales pasen a inválidas (guiones) y que las demandas máx./min. dejen de rastrear para un rango de demanda. • La auto-prueba no instala todos los valores del perfilador en cero. • No esta permitido avanzar este parámetro. 							
92		Seguridad de anulación de automatismo		0	3	ND	0	0	3
		<ul style="list-style-type: none"> • El Código de Función 92 es el parámetro de seguridad de anulación de automatismo del control. • El ingresar al código de seguridad nivel 3 en el Código de seguridad 99 permitirá que se modifiquen los parámetros de seguridad. 0 = Modalidad de seguridad standard 1 = Seguridad de anulación de automatismo nivel 1 2 = Seguridad de anulación de automatismo niveles 2 y 1; 3 = Seguridad de anulación de automatismo niveles 3, 2 y 1. • EJEMPLO: Con el Código de Función 92 = 1, el reajusta de posición de tomas y medición puede ser hecha sin entrar al nivel de seguridad 1. • Vea Indicación de Posición de Tomas, página 4-3. 							
93		Número de Correcciones EEPROM		0	ND	3	0	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • Este es el dispositivo de conteo para el número de veces que el control ha detectado un valor incorrecto en su memoria no volátil (EEPROM), y lo ha cambiado al valor correcto. • Esto es para información solamente. 							
94		Número de Reinstalaciones		0	ND	3	0	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • Este es el dispositivo de conteo para el número de veces que el control ha experimentado una condición transitoria (tal como un golpe en una tormenta eléctrica), que ocasionó que se reajustará. • El control se recuperará después de una condición transitoria y resaumirá operaciones normales. 							
95		Código de Estado del Sistema		0	ND	ND	ND	ND	ND
		<ul style="list-style-type: none"> • El control está continuamente revisándose a si mismo, y los resultado de su auto-diagnóstico son mostrados en el Código de Función 95 via el código de estado del sistema, como sigue: <ul style="list-style-type: none"> 0 = Todos los Sistemas Buenos 1 =Falla de Escritura EEPROM 2 =Falla de Borrado EEPROM 3 =Falla de Detección de Frecuencia 4 =No Hay Interrupción de Muestreo - Falla 5 = Falla Convertidor Análogo a Digital 6 =Parámetros Críticos Inválidos - Falla 7 =No se Detecta Voltaje de Fuente - Advertencia 8 =No se Detecta Voltaje de Salida - Falla 9 =No se Detecta Voltaje de Salida y de Fuente - Falla 10 =TPI, No Hay Señal sinc Neutra - Advertencia • Si en la pantalla aparece la palabra ERROR, indica que existe un error de ingreso de clave, no de código de estado del sistema. Vea la tabla 9-2, página 9-2. • Vea Protección de Sistema, página 2-4 y Diagnóstico, página 2-5. 							

Código de Función	Extensión de Función	Parámetro	Unidad de Medida	Nivel de Seguridad			Valor por Omisión	Digitación Límite de Entrada	
				Para Leer	Para Cambiar	Para Reajustar		Bajo	Alto
96		Código de Seguridad Nivel 1		3	3	ND	1234	1	9999
<ul style="list-style-type: none"> El número a ser ingresado como el código de seguridad nivel 1 es ingresado aquí. El código nivel 1 asignado de fábrica es 1234. El ingreso de este número en el Código de Función 99 permite al usuario cambiar /reajustar solamente los parámetros marcados como seguridad nivel 1 (lecturas de demanda y posición de tomas). No está permitido avanzar hasta este parámetro Vea sistema de seguridad, página 2-5. 									
97		Código de Seguridad Nivel 2		3	3	ND	12121	10000	19999
<ul style="list-style-type: none"> El número a ser ingresado como el código de seguridad nivel 2 es ingresado aquí. El código nivel 2 asignado de fábrica es 12121. El ingreso de este número en el Código de función 99 permite al usuario cambiar /reajustar solamente los parámetros marcados como seguridad nivel 2 (ajuste del control, configuración y reloj) y nivel de seguridad 1. No está permitido avanzar hasta este parámetro. Vea Sistema de Seguridad, página 2-5. 									
98		Código de Seguridad Nivel 3		3	3	ND	32123	20000	32766
<ul style="list-style-type: none"> El número a ser ingresado como el código de seguridad nivel 3 es ingresado aquí. El código nivel 1 asignado de fábrica es 32123. El ingreso de este número en el Código de función 99 permite al usuario cambiar /reajustar cualquier parámetro. NOTA: Si el código nivel 3 es cambiado por el usuario, el nuevo valor debería ser grabado y guardado en un lugar seguro. Si se pierde, los códigos de seguridad no pueden ser mostrados o cambiados, no es posible mostrar o cambiar los códigos de diagnóstico, y no se puede realizar calibración a menos que el código presente sea identificado usando el Lector de datos y software del Lector de Datos o el software de Interfase de Comunicación disponible desde Cooper Power Systems. No está permitido avanzar hasta este parámetro. Vea Sistema de Seguridad, página 2-5. 									
99		Código de Seguridad de Entrada		ND	0	ND	ND	1	32766
<ul style="list-style-type: none"> Esta es la ubicación del código de función donde los códigos de seguridad son ingresados para entrar al sistema. No está permitido avanzar hasta este parámetro. Vea Sistema de Seguridad, página 2-5. 									

Características/Funciones Avanzadas del Control

VOLTAJE DIFERENCIAL

A menos que se ordene en forma específica, o se requiera como parte de una operación específica, la mayoría de los diseños de reguladores estarán sin el voltaje diferencial T.P. de fuente-carga interno. Sin una entrada de voltaje diferencial, hay varias funciones que no se pueden ser obtenidas, e indicarán guiones cuando se muestren en la pantalla (vea la Tabla 4-1). Además, el Código de Función 95 mostrará un "7" para indicar que no existe voltaje de entrada.

TABLA 4-1
Códigos de Función Dependientes del Voltaje Diferencial

Código de Función	Descripción
7	Voltaje Fuente, Secundario
11	Voltaje Fuente, Primario
12	Porcentaje regulación
27	Máximo% Alza/Mínimo %Disminución
28	Máximo% Disminución/Mínimo % Alza
30-36	Todos los Valores Medidos en Sentido Inverso

Si se desean los parámetros mostrados en la Tabla 4-1 y el regulador no está equipado con un transformador de potencial diferencial interno, es posible conectar un transformador de potencial fuente lado externo al control. (Vea Operación con Flujo Inverso, página 4-3).

CALENDARIO/RELOJ

Parte integrante de las varias funciones en el control es un calendario/reloj interno. El reloj digital mantiene el año, mes, día, hora, minuto y segundos, y tiene resolución de 1 segundo. Las horas están en la modalidad de 24 horas, es decir, las 3:15 pm se muestran como 15:15. El reloj no se ajusta para cambios de Tiempo por Ahorro de Luz Día. Es accionado por c.a. (60 o 50 Hz) y opera bajo energía normal cuando el control tiene alimentación. Cuando la alimentación de c.a. está apagada, el reloj usa un cristal como referencia y un capacitador como fuente de energía. La energía de respaldo alimentará al reloj por un mínimo de 24 horas. Se requieren 65 horas en alimentación de c.a. para cargar el capacitador completamente.

En el momento de alementar el control, si el reloj está inactivo debido a la falta de energía, cuatro (4) guiones aparecerán en la pantalla a la izquierda de la palabra PASS (APROBADO). En esta situación el reloj reiniciará a 1/1/90 00:00:00. Hasta el momento en que el reloj sea reajustado;

aparecerán cuatro guiones a la derecha de la pantalla en cualquier momento en que normalmente éste estaría en blanco.

MEDICION

El control tiene capacidades de medición extensivas, que nosotros categorizamos como Instantánea de Demanda y de Perfil.

Medición Instantánea

Los valores de medición instantánea son almacenados en RAM, y son refrescados una vez por segundo. Pueden ser leídos en los Códigos de Función 6 al 19. Vea la descripción detallada de estos parámetros, comenzando en la página 3-2.

Medición de Demanda

El control proporciona valores de medición de demanda para seis parámetros: voltaje de carga, voltaje compensado, corriente de carga, carga kVA, carga kW y carga kvar. Para cada uno de estos parámetros el valor P, real, el valor H, máximo desde el último reajusta, el valor L, mínimo desde el último reajusta están grabados, así como también la primera hora y fecha en que los valores mínimo y máximo ocurrieron. Además, se registran el factor de potencia en demanda kVA máxima y demanda kVA mínima. Todos estos valores son almacenados en memoria no volátil, separadamente para condiciones de potencia inversa o en adelanto.

Los valores de demanda pueden ser leídos desde los Códigos de Función 20 al 36. Vea la descripción detallada de estos parámetros, empezando en la página 3-5, y la discusión referida a medición durante flujo de potencia inversa, empezando en la página 4-3.

OPERACIÓN DE TAREA DE DEMANDA

La función de medición de demanda está basada en un concepto de ventana de deslizamiento, o integral móvil. El algoritmo implementado simula la respuesta de un medidor de demanda térmica que alcanzará a 90% de su valor final después de un rango de demanda en respuesta a una entrada de función paso. (Vea la Figura 4-1.)

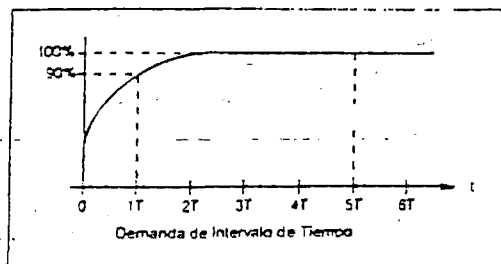


Figura 4-1.
Respuesta de rangos de tiempo de demanda.

La tarea trabaja como sigue:

1. Durante los 3 minutos seguidos a una interrupción del servicio de potencia o inversión de potencia, no se calcula ninguna demanda. Esto permite que sistema de utilidad se estabilice del evento que creó la interrupción del servicio o inversión de energía.
2. A los 3 minutos, las demandas presentes (para la dirección de potencia adecuada) se ajustan en sus valores instantáneos correspondientes, y el algoritmo de integración comienza de acuerdo al rango de demanda programado en el Código de Función 46.
3. A los 15 minutos o en el rango de tiempo de demanda (cualquiera fuese más largo), los valores de demanda máx/mín empiezan a rastrear la demanda presente, similar a las manecillas de arrastre. Todos los valores de demanda están calculados continuamente en la memoria de trabajo (RAM), y las demandas máx/mín también son almacenadas en la memoria no volátil (EEPROM) cada 15 minutos, si un cambio ha ocurrido. Esto evita pérdida de información durante una interrupción de energía o del servicio.

Note que se toman los resguardos para reajustar cualquier valor de demanda por sí mismo via la tecla cambio/reajusta, o todas las demandas pueden ser reajustadas simultáneamente ingresando el Código de Función 38. Los valores máximo (H) y mínimo (L) serán reajustados a su valor de demanda presente (P) correspondiente y las horas y fechas H y L se configurarán a la fecha/hora presente. Si la demanda real está en el estado inactivo (guiones), los valores máximo y mínimo también estarán inactivo, exhibiendo guiones.

Existen dos condiciones que pueden causar que las demandas presentes queden inválidas: La potencia ha sido recién aplicada (dentro del periodo congelamiento de 3 minutos) o el flujo de potencia ha cambiado dirección. Si el control está mediendo en la dirección hacia adelante, las demandas presentes en inversa estarán inválidas; y en caso de medición en dirección inversa, las demandas presentes hacia adelante estarán inválidas.

Registro del Perfil

Código de Función 85.

El control tiene una función Registrador del Perfil (Perfilador), que graba cuatro (4) valores instantáneos cada 15 minutos por 30 horas (120 ranuras de tiempo). Para configurar el perfilador, entre al nivel de seguridad 1, luego ingrese los parámetros de selección en las extensiones del Código de Función 1, 2, 3 y 4. Los parámetro para seleccionar son:

- 6 - Voltaje de Carga, Secundario
- 7 - Voltaje de Fuente, Secundario*
- 8 - Voltaje Compensado, Secundario
- 9 - Corriente de Carga, Primario
- 10 - Voltaje de Carga, Primario
- 11 - Voltaje de Fuente, Primario*

- 12 - Posición de Toma Real (Presente)
- 13 - Factor de Potencia
- 14 - Carga kVA
- 15 - Carga kW
- 16 - Carga kvar
- 17 - Frecuencia de Línea
- 18 - Distorsión Armónica Total de Voltaje
- 19 - Distorsión Armónica Total de Corriente
- * Voltaje de fuente requerido

TABLA 4-2
Parámetros de Fábrica para Preinstalación del Perfilador

F.C.	Extensión	Valor	
85	1	9	Corriente de Carga, Primaria
85	2	14	Carga kVA
85	3	15	Carga kW
85	4	16	Carga kvar

EJEMPLO: Para grabar una posición de torques en vez de la corriente de carga, haga lo siguiente: ingrese al nivel de seguridad 2. Presione FUNCIÓN, 8, 5, ENTRAR. La pantalla leerá 85 1 9. Presione CAMBIAR, 1, 2, ENTRAR.

La información del perfilador es almacenada en la memoria de trabajo (RAM), por lo tanto, si se pierde la energía, se pierden todos los valores del perfilador. Al restauración de la energía, si el reloj está todavía operando con energía de respaldo, el perfilador se encenderá en el siguiente rango de un cuarto de hora. Si debido a la falta de energía el reloj comenzó a andar con la hora errónea: valores en minutos de 00:00, los primeros valores serán registrados en 00:15.

Si se cambia un parámetro en una de las extensiones del Código de Función 85, toda la base de datos del perfilador se reajustará, es decir, todos los valores para todos los cuatro parámetros serán puestos en 0. Para reajustar todos los valores del perfilador en 0, corte la energía, o cambie uno de los valores de extensión del Código de Función 85.

Si se reajusta el reloj, se retendrán los valores y tiempos anteriores en el perfilador, y el valor más reciente será grabado en el próximo rango de un cuarto de hora. Se debe notar que la hora y minutos son almacenados en el perfilador, pero no el mes ni el día.

Después que se llenan todas las ranuras de tiempo, el serie más antiguo de valores es borrado cuando el serie de valores más recientes es grabado.

Los valores del perfilador estampados en tiempo no son accesibles a través del teclado de membrana y de la pantalla. Para recuperar los valores, descargue la base de datos del control a través del Puerta de Datos con un Lector de Datos McGraw-Edison, o con un PC usando el Programa Interfase CL-5, o extraiga la información a través del canal de comunicaciones.

Indicación de Posición de Toma

El control tiene la habilidad de rastrear la posición del cambiador de tomas. La función de indicación de posición de toma (TPI) percibe el estado del motor y los circuitos de la luz del neutro y no requiere voltaje (de entrada) fuente. La posición de toma presente es almacenada en el Código de Función 12. EJEMPLO: 8" en el Código de Función 12 indica 8 de alza y 7" indica 7 de disminución.

La función TPI está sincronizada a la posición del cambiador de toma, haciendo avanzar el regulador a la posición neutra. Donde un control está instalado en un regulador en servicio, y el cambiador de tomas no pueda ser regresado al neutro debido al voltaje de apoyo que es necesario, el valor de la posición de toma presente puede ser cambiado a la posición mostrada por la manecilla principal del indicador de posición haciendo lo siguiente: Ingrese al nivel de seguridad 3; ingrese a CF 12; use la clave CAMBIAR para cambiar al valor deseado.

La posición de toma máxima desde el último reajusta (valor de la manecilla de arrastre superior de la posición de toma presente) y su fecha y tiempo son almacenados en el Código de Función 27. La posición de toma mínima desde el último reajusta (valor de la manecilla de arrastre inferior de la posición de toma presente) y su fecha y tiempo son almacenados en el Código de Función 28. Los valores de las manecillas de arrastre TPI y fecha/hora son reajustados a los valores presentes por el reajusta principal, Código de Función 38, o volviendo a reajustar cada uno de los valores individualmente. El interruptor de reposición de las manecillas de arrastre reajusta las manecillas de arrastre del indicador de posición, no el TPI.

Todos los valores TPI son almacenados en memoria no volátil. El valor de la posición de toma pasará a inactivo si se detecta una de las siguientes condiciones: 1) la posición de toma presente es 0" (neutra) pero no se detecta señal neutra. Esta condición ocurrirá si un control de reemplazo con posición de toma presente en 0 está instalado en un regulador que no está en la posición neutra. 2) la función TPI detecta una toma subiendo efectiva y el valor anterior de CF 12 fue 16", o se detecta una toma bajando exitosa y el valor previo de CF 12 era 16". Estas condiciones podrían ocurrir si la posición de toma presente fue instalada manualmente en forma incorrecta.

Lo siguiente relaciona la acción de la rutina de diagnóstico sólo en lo que se refiere a la función de Indicación de Posición de Toma. Vea la página 2-5, en la que aparece una lista de otras razones que causarían que el diagnóstico informara REPROBADO (FAIL).

La pantalla mostrará FAIL (REPROBADO) en el momento en que se conecte la energía bajo estas circunstancias: 1) el valor de posición de toma presente antes de que se encienda es " " (inválido) y el regulador no está en la posición neutra. 2) la posición de toma presente antes de conectar la energía es 0 y el regulador no está en la posición neutra. Esta condición provocará que el valor de la posición de toma presente pase a inválido (" "). 3) Durante la coacción automática o manual la posición de toma presente cambia a cero (0), pero no se recibe

una señal neutra. En todos estos casos, el valor en el Código de Función 95, Estado de Sistemas, está ajustado en 10", TPI - NO NEUTRAL SYNC - ADVERTENCIA.

La pantalla exhibirá PASS (APROBADO) en el momento que se conecte la energía bajo las siguientes circunstancias: 1) La posición de toma presente no es 0 y el regulador no está en neutro. 2) El regulador está en neutro.

Operación con Flujo Inverso

La mayoría de los reguladores de voltaje están instalados en circuitos con flujo de potencia bien definidos desde la fuente a la carga. Sin embargo, algunos circuitos tienen interconexiones o circuitos cerrados, en los cuales la dirección del flujo de potencia a través del regulador puede cambiar. Para una ejecución óptima del sistema, un regulador instalado en tal circuito debe tener la capacidad de detectar el flujo de potencia inversa, y de detectar y controlar el voltaje, sin importar la dirección del flujo.

El control tiene capacidades completas de potencia inversa, pero para operación inversa completamente automática el voltaje de fuente o el voltaje diferencial fuente a carga debe ser suministrado al control además del voltaje de carga. Se puede ordenar directamente de fábrica reguladores con un T.P. diferencial (fuente a carga) interno o un T.P. externa lado-fuente puede ser instalado en el campo. En cualquiera de los casos, se requiere un segundo Transformador de Corrección de Razón (RCT) en el panel posterior del control para corrección adecuada de voltaje de fuente. Los reguladores con T.P. diferencial instalados de fábrica también tienen el segundo RCT instalado de fábrica.

Algunas instalaciones en terreno pueden requerir que se use T.P. de voltaje de fuente en vez de T.P. diferencial, que es la técnica standard usada en el regulador de voltaje McGraw-Edison. El control está diseñado de tal manera que puede ser configurado para esta aplicación también. Esta reconfiguración se lleva a cabo removiendo la tapa posterior y moviendo una conexión (jumper) soldada desde un par de postes terminales marcados Vdiff a otro par de terminales marcado Vin. El software del control luego reconoce este voltaje diferencial/fuente como voltaje de fuente, y funcionará en la debida forma.

El control ofrece seis características de respuesta diferentes para detección y operación con flujo inverso. Estas características son seleccionadas por el usuario a través del ingreso de un código particular en el Código de Función 56. Las seis modalidades, y sus códigos correspondientes son:

- 0 = Bloqueado en Directo
- 1 = Bloqueado en Inverso
- 2 = Inverso en Vacío
- 3 = Bi-direccional
- 4 = Neutro en Vacío
- 5 = Co-generación

Esta sección explicará en forma separada cada modalidad de operación. Debido a que el control retiene los valores de

demanda medidos en inversa separado de los valores medidos an adelanto, también se explicará la medición para cada modalidad.

En determinar la dirección de potencia, el control percibe sólo el componente real de la corriente, y luego determina la dirección de corriente y magnitud en esa dirección. Cuando las condiciones indican que ha ocurrido una inversión de poder, los siguientes parámetros asumen nuevos valores y la operación del control, por consiguiente, se afecta:

- Voltaje de Salida - Ahora sentido desde lo que fue previamente el transformador de entrada.
- Voltaje de entrada- Ahora sentido desde lo que fue previamente el transformador de salida.
- Corriente de Carga- En la dirección en adelanto, la corriente es usada directamente como se mide. En la dirección inversa, la corriente es escalado para reflejar la diferencia de razón entre el lado de entrada y el de salida del regulador, de acuerdo a esta fórmula:

$$\text{Corriente de Carga Inversa} = \frac{\left(\begin{matrix} \text{Corriente de Carga hacia} \\ \text{Adelante} \end{matrix} \right) \left(\begin{matrix} \text{Secundario de Voltaje de} \\ \text{Entrada} \end{matrix} \right)}{\text{Secundario de Voltaje de Salida}}$$

donde el Secundario de Voltaje de Entrada y el Secundario del Voltaje de Salida están en la dirección inversa.

KVA, kW, kvar, y % alza/disminución son ahora calculados en base a los valores medidos en inversa.

MODALIDAD DE BLOQUEADO EN DIRECTO

Código de Función 56 = 0. No se necesita fuente T.P. Esta modalidad no es para ser usada en aplicaciones donde el flujo de potencia inversa es posible.

MEDICIÓN: Siempre opera en la dirección en adelanto, sin importar la dirección del flujo de potencia. Si ocurre potencia inversa, las funciones de medición permanecen en el lado carga normal del regulador - no ocurrirán lecturas de demanda en inversa.

OPERACIÓN: Siempre opera en la dirección en adelanto. Esto permite operación bajando hasta condiciones de corriente cero, ya que no existe umbral en adelanto involucrado. Se ha incorporado un dispositivo de seguridad en el control para evitar una mala operación en el caso de que ocurra flujo de potencia inversa. Si ocurre más de un 2% (.004 A C.T. secundario) de corriente inversa, el control marcha en vacío en la última posición de toma sostenida, y los indicadores de borde de banda se apagarán. A medida que la corriente de flujo regrese a su nivel sobre este umbral inverso, la operación en adelanto normal se reanuda. (Vea la Figura 4-2).

¹El cambio de tomas se inhabilita y los indicadores de borde de banda se apagan.

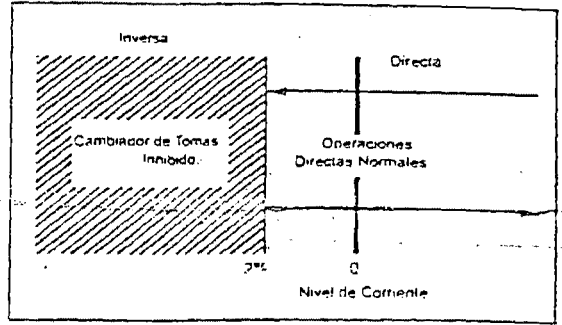


Figura 4-2. Operación en modalidad de bloqueo en directo.

MODALIDAD DE BLOQUEADO EN INVERSO

Código de Función 56 = 1. Se requiere fuente T.P. Esta modalidad no es para ser usada en aplicaciones donde es posible flujo de potencia en adelanto.

MEDICIÓN: Siempre opera en la dirección inversa, sin importar la dirección del flujo de potencia. Si ocurre energía en adelanto, las funciones de medición permanecen en el lado fuente (bushing S) del regulador - no ocurrirán lecturas de demanda en adelanto.

OPERACIÓN: Siempre opera en la dirección inversa usando las configuraciones de inversa en los Códigos de Función 51, 52, 53, 54 y 55. Esto permite operación bajando hasta condiciones de corriente cero ya que no existe umbral inverso involucrado. Se ha incorporado un dispositivo de seguridad en el control para evitar mala operación en el caso que ocurra flujo de potencia en adelanto. Si ocurre más de un 2% (.004 A C.T. secundario) ocurre corriente en adelanto, el control marcha en vacío en la última posición de toma sostenida, y los indicadores de borde de banda se apagarán. A medida que la corriente de flujo regrese a su nivel sobre este umbral en adelanto, la operación en adelanto inversa normal se reanuda. (Vea la Figura 4-3).

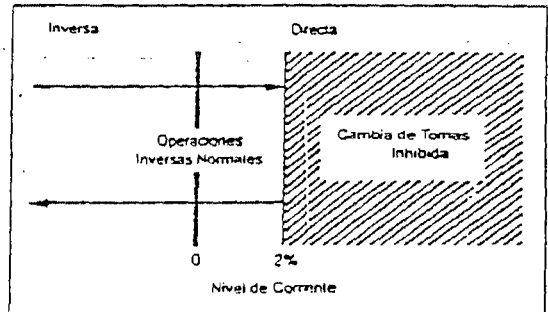


Figura 4-3. Operación en modalidad de bloqueo en inverso.

MODALIDAD INVERSA EN VACÍO

Código de Función 56 = 2. Para medir solamente se requiere fuente T.P.. Esta modalidad se recomienda para una instalación donde pueda ocurrir flujo de potencia inversa, pero no está disponible un voltaje de fuente.

MEDICIÓN: Un nivel umbral de 1% (.002 A) de la corriente secundaria C.T. de carga completa (.200 A) es usado en el ajuste de dirección de potencia. La medición será en adelanto hasta que la corriente exceda el 1% de umbral en la dirección inversa. En este punto, los varios parámetros asumen nuevos valores como se describió anteriormente, y el anunciador REV PWR (POTENCIA INVERSA) se enciende. El control continúa midiendo en inversa hasta que la corriente excede el 1% de umbral en la dirección en adelanto, y luego el parámetro escalando se invierte de vuelta a normal y el anunciador REV PWR (POT. INV.) se apaga. Si la fuente o diferencial T.P. no es instalado, la medición en inversa no estará disponible, pero todas las otras operaciones de medición permanecen iguales. (Vea la Figura 4-4). Si el T.P. es instalado, la medición será por la Figura 4-6.

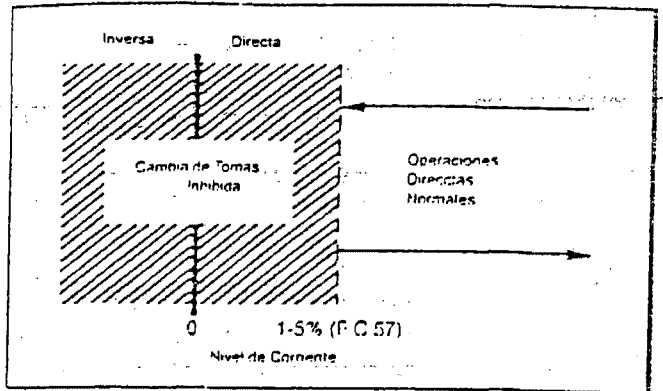


Figura 4-5. Operación en modalidad Inversa en vacío.

* El cambio de tomas es evitado y los indicadores de borde de banda se apagan.

MODALIDAD BI-DIRECCIONAL

Código de Función 56 = 3. Se requiere fuente T.P. Esta modalidad se recomienda para todas las instalaciones donde el flujo de potencia inversa puede ocurrir excepto donde la fuente de potencia inversa es una facilidad de co-generación o productor de energía independiente.

MEDICIÓN: Un nivel umbral de 1% (.002 A) de la corriente secundaria C.T. de carga completa (.200 A) es usado en el ajuste de dirección de potencia. La medición será en adelanto hasta que la corriente exceda el 1% de umbral en la dirección inversa. En este punto, los varios parámetros asumen nuevos valores como se describió anteriormente, y el anunciador REV PWR (POT. INV.) se enciende. El control continúa midiendo en inversa hasta que la corriente excede el 1% de umbral en la dirección en adelanto, y luego el parámetro escalando se invierte de vuelta a normal y el anunciador REV PWR (POT. INV.) se apaga. (Vea la Figura 4-6).

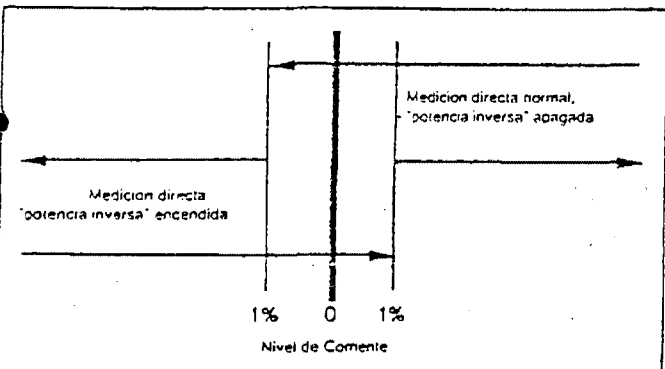


Figura 4-4. Medición Inversa en vacío sin T.P. fuente

OPERACIÓN: El umbral para el cual el control cambia operación es programable en el Código de Función 57 sobre el rango 1 a 5% de la corriente C.T. nominal. Cuando el componente real de la corriente está sobre este umbral, el control opera en la dirección en adelanto normal. Cuando la corriente cae bajo este umbral, todo cambio de tomas es inhibido. El control marcha en vacío sobre la última posición de toma sostenida antes de que el umbral fuese cruzado. El temporizador operacional (tiempo de retardo) es reajustado en cualquier excursión bajo este umbral, y los indicadores del borde de banda se apagan. (Vea la Figura 4-5).

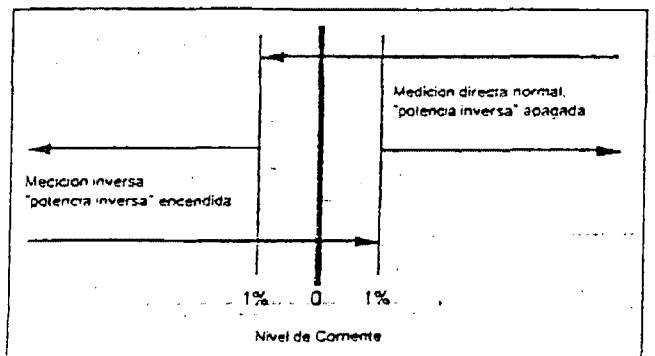


Figura 4-6. Medición en neutro en vacío y bi-direccional. Medición inversa en vacío con fuente T.P.

OPERACIÓN: El control opera en la dirección en adelante cuando quiera que el componente real de la corriente esté bajo el umbral en adelante definido por el operador (Código de Función 57). El control opera en la dirección inversa, cuando los ajustes de Códigos de Función 51, 52, 53, 54 y 55, en cualquier momento en que la corriente esté sobre el umbral inverso definido por el operador (Código de Función 57). Cuando la corriente está en la región entre los dos umbrales, el control marcha en vacío sobre la posición de toma sostenida antes de que la corriente caiga bajo el umbral. El temporizador operacional (tiempo de retardo) es reajustado en cualquier excursión bajo el umbral en cualquier dirección, y los indicadores del borde de banda se apagan. (Vea la Figura 4-7).

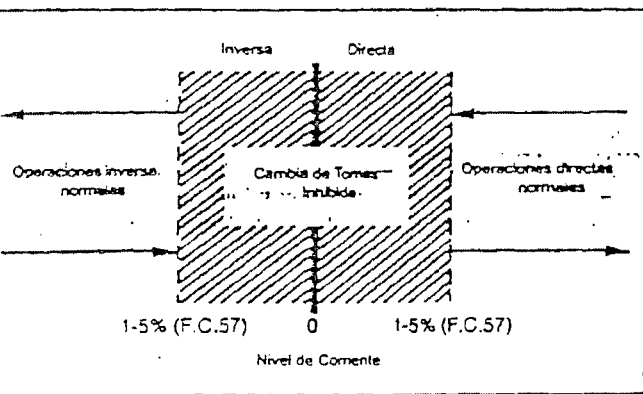


Figura 4-7. Operación en modalidad bi-direccional.

* El cambio de tomas es inhibido y los indicadores de borde de banda se apagan.

MODALIDAD DE NEUTRO EN VACÍO

Código de Función 56 = 4. Se requiere fuente T.P.
MEDICIÓN: Un nivel de 1% (.002 A) de la corriente secundaria C.T. de carga completa (.200 A) es usado en el ajuste de la dirección de potencia. La medición será en adelante hasta que la corriente exceda el 1% del umbral en la dirección inversa. En este punto, los varios parámetros asumen nuevos valores como se describió anteriormente, y el anunciador REV PWR (POT. INV.) se enciende. El control continúa midiendo en inversa hasta que la corriente exceda el 1% del umbral en la dirección en adelante, y luego el parámetro escalando se invierte de vuelta al normal y el anunciador REV PWR se apaga. (Vea la Figura 4-6)
OPERACIÓN: El control opera en la dirección en adelante cuando quiera que el componente real de la corriente esté sobre el umbral hacia adelante definido por el operador (Código de Función 57). Cuando la corriente exceda el umbral inverso definido por el operador (Código de Función 57), y se mantenga por 10 segundos seguidos, el control desviará a neutro. La posición neutra es determinada como cuando el

porcentaje alza/disminución está dentro de $\pm 3\%$ de 0. Cuando la corriente está en la región entre los dos umbrales, el control marcha en vacío sobre la última posición de toma sostenida antes de que el umbral en adelante fuese cruzado. Si la corriente cae bajo el umbral inverso mientras el cambiador de tomas se instala en la posición neutra, el control continúa el cambio de toma hasta que alcanza la posición neutra. El temporizador operacional (tiempo de retardo) es reajustado en cualquier excursión bajo el umbral en adelante y los indicadores de borde de banda se apagan. (Vea la Figura 4-8).

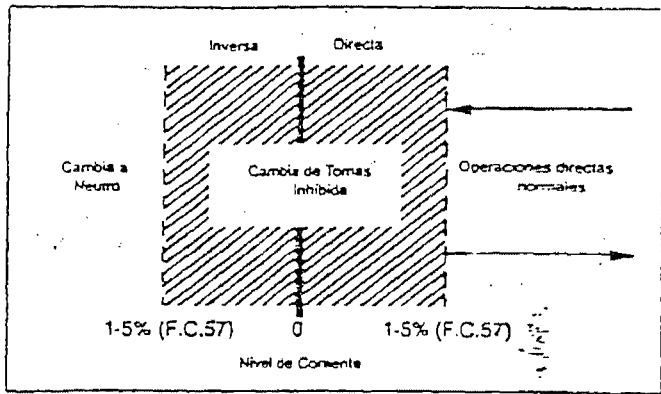


Figura 4-8. Operación en modalidad En Vacío neutra.

* El cambio de tomas es inhibido y los indicadores del borde de banda se apagan.
 ** Los indicadores del borde de banda se apagan.

MODALIDAD DE CO-GENERACIÓN

El Código de Función 56 = 5. No se requiere fuente T.P.. En años recientes, ha habido un creciente número de aplicaciones de reguladores de voltaje que involucran co-generación en la clientes de los servicios públicos. La modalidad de co-generación fue desarrollada para el control McGraw-Edison para satisfacer las necesidades especializadas para estas aplicaciones. Normalmente, la operación deseada de un regulador instalado en un alimentador que involucre co-generación es para regular el voltaje en la subestación del cliente durante las ocasiones de flujo de potencia en el espacio del cliente, y regular el voltaje en el regulador (en el mismo lado de salida) durante el flujo de potencia en la rejilla de utilidad (UTILITY GRID). Esto se lleva a cabo simplemente no invirtiendo el voltaje de entrada percibido del control cuando se detecte potencia inversa, y a través de la alteración de las configuraciones de compensación de caída de línea para dar explicación a este cambio en la dirección del flujo de potencia. (Vea la Figura 4-9).

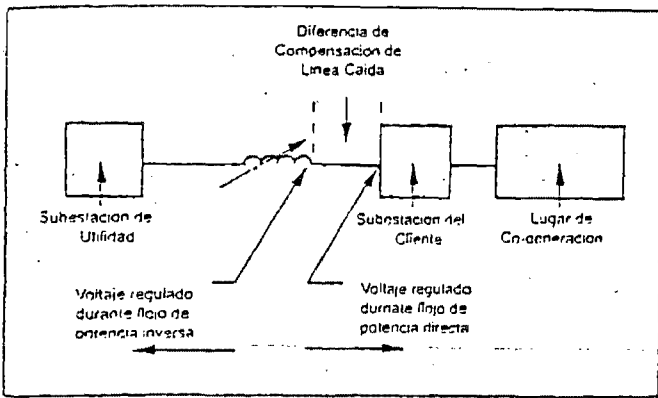


Figura 4-9. Puntos de regulación de co-generación.

MEDICIÓN: Siempre opera en la dirección en adelante excepto el voltaje del centro de carga, que es calculado en base a las configuraciones de compensación de caída de línea (Códigos de Función 54 y 55), cuando se excede el umbral de medición en inversa 1% fijado. El anunciador REV PWR (POT. INV.) se enciende cuando se cruza el umbral inverso. Las configuraciones de compensación de caída de línea en adelante (Códigos de Función 4 y 5) son usados cuando la corriente excede el umbral de medición de 1% fijado. Los valores de demanda adquiridos durante el flujo de potencia en inversa son almacenados como datos medidos en inversa pero los valores no son escalados (para reflejar el otro lado del regulador), ya que la dirección de operación del regulador nunca se revierte verdaderamente. (Vea la Figura 4-10).

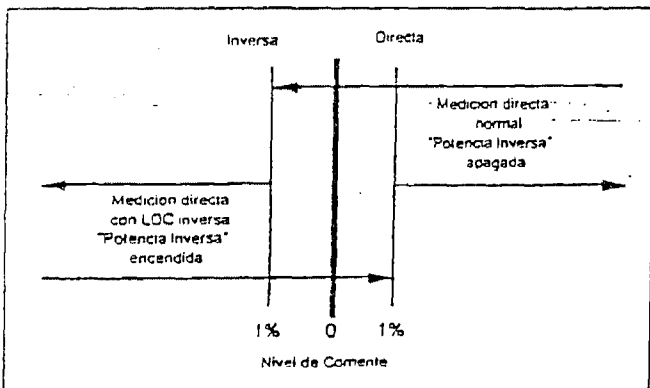


Figura 4-10. Medición de co-generación.

OPERACIÓN: El control opera en la dirección en adelante cuando quiera que el componente real de la corriente esté por

sobre el umbral en adelante definido por el operador (Código de Función 57). Cuando la corriente excede el umbral inverso definido por el operador (Código de función 57), el control sigue operando en la dirección en adelante usando las configuraciones en adelante para voltaje ajustado, de ancho de banda y de tiempo de retardo, pero usando las configuraciones en inversa para reactancia y resistencia de compensación de caída de línea. Cuando la corriente está en la región entre los dos umbrales, el control marcha en vacío sobre la última posición de toma sostenida antes de que el umbral fuese cruzado y los indicadores de borde de banda se apagan. El temporizador operacional (tiempo de retardo) es reajustado en cualquier excursión bajo cualquier umbral. (Vea la Figura 4-11).

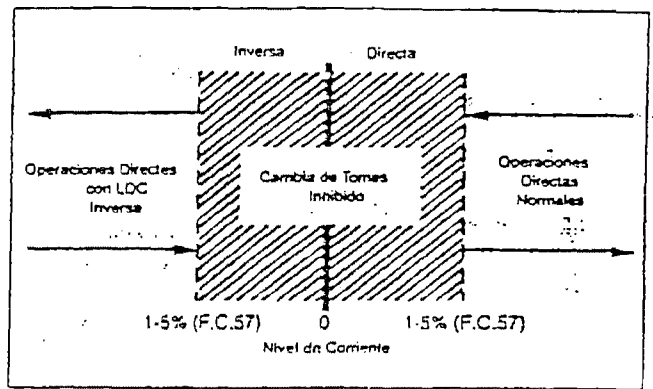


Figura 4-11. Operación en modalidad co-generación

*El cambio de tomas es inhibido y los indicadores de borde de banda se apagan.

LÍMITE DE VOLTAJE

El accesorio de limitación de voltaje es usado para colocar un límite alto y bajo en el voltaje de salida del regulador. Cuando está habilitado, opera en las direcciones inversa o en el mismo sentido, y tiene la mayor prioridad de las funciones de control. El limitación de voltaje es inhabilitada solamente a través de la toma de control local por parte del operador, o a través de un sistema SCADA interconectado. El propósito del accesorio de limitación de voltaje es proteger al consumidor de voltajes excesivamente altos o bajos resultantes de:

- Cambios rápidos, amplios en voltaje de transmisión
- Carga anormal del alimentador
- Configuraciones inexactas del control del regulador (nivel de voltaje, ancho de banda, y compensación de caída de línea)

Carga pesada por el primer consumidor mientras hay un factor de potencia en directo en el alimentador

Carga alta en el primer consumidor con carga pesada en el alimentador al mismo tiempo

Los límites alto y bajo apropiados para el voltaje de salida pueden ser programados en el control en los Códigos de Función 81 y 82, respectivamente. El accesorio es luego activado accediendo al Código de Función 80 e ingresando el código apropiado para la operación deseada. 0 = apagado (off); 1 = límite voltaje alto solamente; 2 = límite voltaje alto y bajo. Si se desea limitación de voltaje bajo, el Código de Función 80 debería ser puesto en 2 para permitir este límite. El valor programado en el Código de Función 81 para el límite alto puede ser puesto en algún número extremo (tal como 135) para evitar que se active el límite alto.

El control tiene dos sensibilidades de respuesta. Si el voltaje de salida excede ya sea el límite bajo o el alto por 3 V o más, el control muestrea el voltaje por dos segundos y luego realiza el cambio de tomas inmediatamente para traer el voltaje al valor límite. Si el voltaje de salida excede ya sea el límite bajo o el alto por menos de 3 V, el control muestrea el voltaje por diez segundos, luego realiza el cambio de tomas para traer el voltaje al valor límite. El retardo de 10 segundos es usada para evitar falsas respuestas en condiciones

transitorias. El control usa el método secuencial de realización de tomas (tapping), una pausa de dos segundos entre tomas para muestreo de voltaje, cuando se trae el voltaje de vuelta al valor límite. Anunciadores ALTO y BAJO en la pantalla indican cuando cada límite está activado.

Se usa un umbral de 1 V para ambos valores límite para establecer una zona gris dentro de los límites. Cuando el voltaje de salida está dentro de esta zona gris, el control no realizará algún cambio de toma, lo que aumentará más el voltaje de salida al límite. Si el voltaje es directamente en el borde de la zona gris, el control permitirá un cambio de toma para permitir que el voltaje entre a la zona por tanto como 0.7 V.

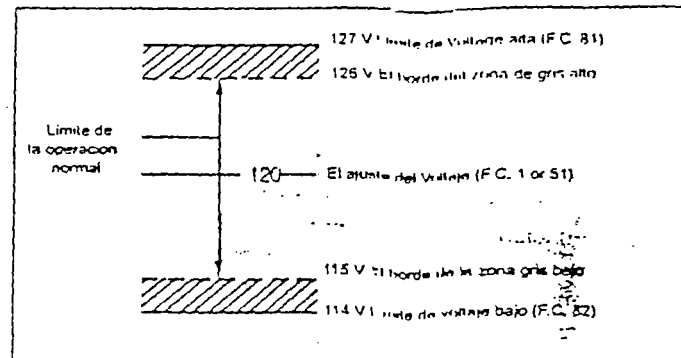


Figura 4-12:
Zonas grises de limitación de voltaje.

REDUCCIÓN DE VOLTAJE

Una aplicación ideal para el manejo de carga del sistema está en el regulador de voltaje de distribución. Las capacidades de reducción de voltaje dentro del control del regulador le permiten señalar el regulador para reducir voltaje durante situaciones donde las demandas de energía sobrepasen la capacidad disponible, y donde existan cargas máximas extraordinarias. El control ofrece tres modalidades de reducción de voltaje: local, remoto (enganche) y pulso. Todas las modalidades operan para condiciones de flujo de potencia con flujo inverso o en adelanto. La reducción de voltaje requiere que el control esté en la modalidad automática. Puede ser inhibido por la toma de control local por parte del operador (operación manual), por un sistema SCADA interconectado (análogo o digital) o por el accesorio de limitación de voltaje.

Todas las modalidades de reducción de voltaje funcionan a través del cálculo de un voltaje ajustado efectivo como sigue:

Voltaje Ajustado Efectivo = Voltaje Ajustado x (1 - (reducción de porcentaje))

EJEMPLO: Si el voltaje ajustado = 123 V y la reducción de voltaje de 4.6% está activa, el regulador regulará el voltaje compensado a 117.3 V, es decir, toma bajo 5.7 V.

Cuando cualquier modalidad de reducción de voltaje está en efecto, el segmento anunciador V.RED se enciende. La reducción de voltaje ocurre después del tiempo de descanso (timeout), como se establece por el tiempo de retardo, Códigos de Función 3 y 53, y la Modalidad de Operación del Control, Código de Función 42. La reducción de porcentaje en efecto es mostrada en la pantalla en el Código de Función 71.

Modalidad Local

Código de Función 70 = 1

La reducción de voltaje local (manual) puede ser realizada a través de la selección la modalidad local de operación (Código de Función 70 = 1), y luego ingresando, al Código de Función 72, la cantidad de reducción requerida como porcentaje del voltaje ajustado. Para apagar la reducción local ponga el Código de Función 70 en 0.

Modalidad Remoto (Enganche)

Modalidad Pulso

Las modalidades remoto de enganche y pulso de reducción de voltaje serán discutidas en SCADA Análogo.

TABLA 4-3

Contactos de Enganche del Regulador de Voltaje

Enganche Cerrado en Estos Contactos	Código de Función Para Activar Reducción de Voltaje
1	73
2	74
1 y 2	75

ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL SUPERVISOR (SCADA)

Con su cambiador de tomas, el transformador de potencial y el

transformador de corriente, el regulador es un candidato idóneo para un sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisor, donde la utilidad necesita tener control de voltaje centralizado para peak shaving, conservación de energía y otro propósitos. Por muchos años los reguladores han sido conectados a sistemas SCADA análogos donde el regulador es controlado por el cierre de contacto y la retroalimentación es via un transductor de voltaje conectado al circuito sensor de voltaje del control del regulador. Los reguladores están todavía siendo instalados donde la unión entre el control del regulador y la unidad terminal remota (UTR) es análoga.

El control tiene un número de funciones que le permiten funcionar bien en estos tipos de sistemas. Para tener detalles, vea SCADA Análogo, más bajo.

Con la llegada de controles basados en microprocesadores, tales como los controles CL-54 y CL-4C McGraw-Edison, es ahora posible comunicación digital de tiempo real de dos formas. El control CL-5A fue específicamente diseñado para este tipo de sistema. Para tener detalles, vea SCADA Digital, página 4-11.

El control está también bien adaptado al usuario que no tiene un sistema SCADA, pero que no tiene una necesidad de información detallada acerca de carga del alimentador o bus. Vea Recuperación de Datos y Carga de Configuraciones, página 4-12.

SCADA ANÁLOGA

Reducción de Voltaje Incorporado

Esta es una continuación de la discusión acerca de reducción de Voltaje. Este método le permite al control permanecer en la modalidad Automática. Vea la Figura 4-13, que controla la sección LEFT-MOST (a la izquierda más lejano) de TB₂ la tarjeta de terminales del fondo en el panel posterior. Para cualquiera de las dos modalidades desarrolladas en las secciones que viene, Remoto en Enganche y Pulso, un nominal 125 V necesita ser suministrado a cualquiera o a ambos terminales, 1 y 2. Si el usuario suministra contactos secos, el voltaje debería ser obtenido desde el terminal V_g. Este es el método recomendado, ya que el voltaje V_g está solamente disponible cuando el interruptor del control está en la posición auto/remoto. Si el usuario suministra contactos mojados, las conexiones deberían ser como se muestra en la Figura 4-14. Note que J esté conectado de fábrica a la tierra del control.

Modalidad Remoto (Enganche)

Código de Función 70 = 2.

Es posible hasta tres valores independientes de reducción de voltaje (VR). Los niveles 1, 2 y 3 son programados en los Códigos de Función 73, 74 y 75 respectivamente. Como se muestra en la Tabla 4-3, los contactos de enganche en el nivel 1 activan el VR programado en el Código de Función 73, los contactos de enganche en el nivel 2 activan el VR programado en el Código de Función 74, y el enganche de ambas series de contactos activa el VR programado en el Código de Función 75. Cada uno de estos valores puede ser puesto desde 0.1 a 10.0%

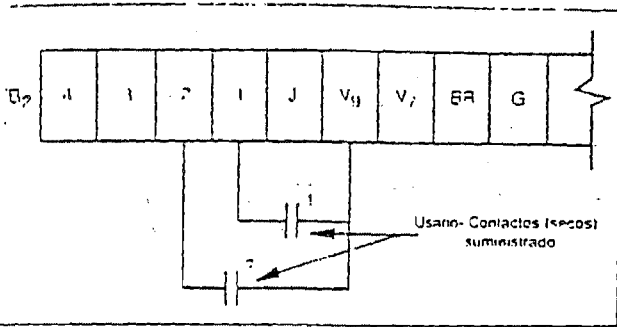


Figura 4-13. Conexiones con Contactos Secos para Modalidades de Remoto en Enganche y Pulso.

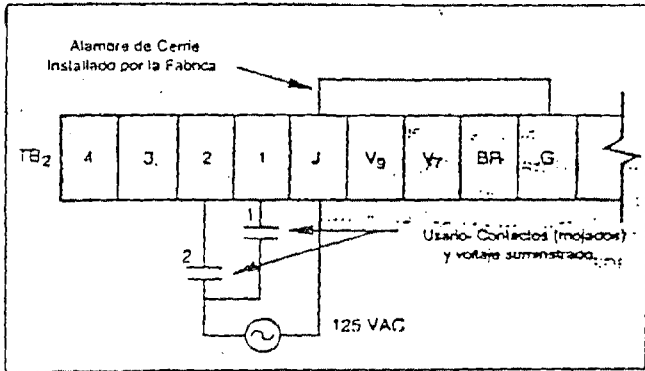


Figura 4-14. Conexiones con contactos mojados para Modalidades de Remoto en Enganche y Pulso.

Modalidad de Pulso

Código de Función 70 = 3.

Se usa los mismos terminales y contactos para esta modalidad, como se muestra en las Figuras 4-13 y 4-14, pero los contactos son pulsados (momentáneamente cerrados) en vez de enganchados cerrados. Se espera que cada cierre y periodo de espera sea de al menos 0.25 segundos de duración.

El número de pasos de reducción pulsada, hasta 10, se programa en el Código de Función 76. El porcentaje de reducción por paso está programado en el Código de Función 77. Empezando en la reducción de porcentaje cero, cada vez que los contactos en el nivel 1 son pulsados, un paso de reducción se agrega al total acumulado. EJEMPLO: Si el número de pasos es 3, y el porcentaje por paso es 1.5%, cuatro pulsos sucesivos de contactos 1 causará los siguientes porcentajes de reducción: 1.5, 3.0, 4.5, 0. El pulsar un paso más alto que el número programado regresa la reducción a cero. También, en cualquier oportunidad en que los contactos sean pulsados en el nivel 2 la reducción vuelve a cero.

Control Remoto del Control y Auto Inhibición

La tarjeta de terminales TB₃, localizado bajo RCT₁ en el panel posterior del control, se suministra para conexiones del usuario para Auto Inhibición (bloqueo) y Control del Motor. Vea la Figura 4-15. Cuando el motor es controlado en forma remota, es necesario inhibir la operación automática. Para controlar el Auto Inhibición en forma remota, saque la conexión (jumper), entre los terminales 4 y 5, y conecte los contactos cerrados normalmente. El enganche abierto de esos contactos inhibe la operación automática.

Para subir y bajar el cambiador de tomas remotamente, el serie apropiado de contactos es cerrado momentáneamente. Se recomienda un relé SCADA opcional (relé de corriente) si existe alguna posibilidad de que los contactos subir-bajar puedan cerrarse simultáneamente. Si se usan relés de interposición provistos para usuario, tal cierre de contacto subir-bajar no puede ocurrir simultáneamente, por lo que no se requiere el relé SCADA. Si no se usa el relé SCADA, el operador debe hacer una conexión permanente desde TB₂-V₉ a TB₃-2.

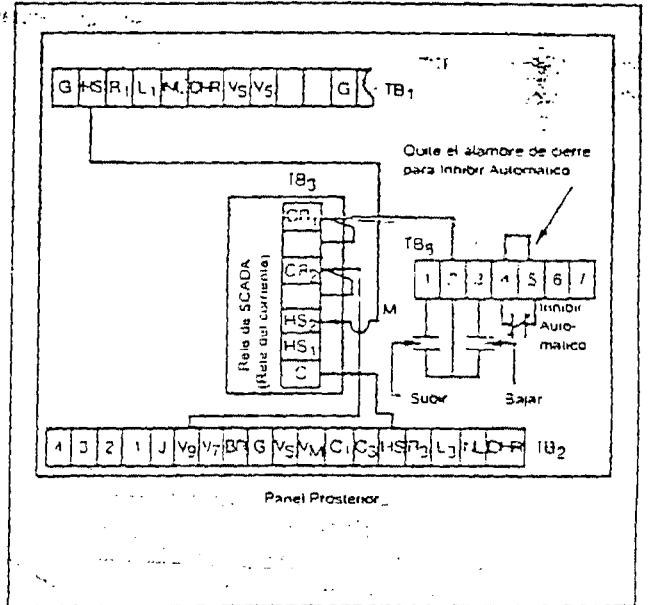


Figura 4-15. Conexiones de auto inhibición y control remoto del motor.

Conexiones del Transductor

Refiérase a la Figura 1-7, página 1-3. Para monitorear el voltaje de carga (dirección en adelante), se puede conectar un transductor de entrada nominal 120 V ac. como sigue: Conecte el conductor energizada del transductor al terminal 1 en TB₁ y su conductor a tierra a G en TB₁. Un transductor de corriente, entrada 200 mA, puede ser conectado como sigue. Cierre el interruptor de cuchilla 'C'. Saque la conexión (jumper) entre C₂ y C₁ en TB₁. Conecte el conductor caliente del transductor a C₂ y su conductor a tierra a C₁. Abra el interruptor de cuchilla 'C'.

ESQUEMA DE VOLTAJE ENGAÑANDO

Usando este método, el voltaje percibido por el control es levantado, por tanto engañando el control a reducir el voltaje durante su operación automática. Este método puede ser usado con el control CL-5A, así como también con las series CL anteriores. Un módulo VR, como se muestra en la Figura 4-16, es usualmente suministrado por el fabricante de la Unidad Terminal Remoto. El módulo VR es usualmente un auto-transformador pasando por toma con un relé de división activada por pulsos. Cuando está conectado al panel posterior del control, como se muestra, el voltaje percibido por el control es elevado a medida que el módulo es pulsado a tomas mayores.

Debido a que este método mantiene el control en operación automática, el auto Inhibidor no se usa. Una ventaja de este método es que puede ser aplicado a muchos modelos distintos de controles de muchos fabricantes. Una desventaja de este método es que mientras VR está activado, el voltaje de carga medido es incorrecto, así como también todos los otros valores de medición calculados que usan voltaje de carga. Para evitar los efectos de inexactitud de medición, recomendamos que se use la Modalidad de Pulso CL-5A de VR.

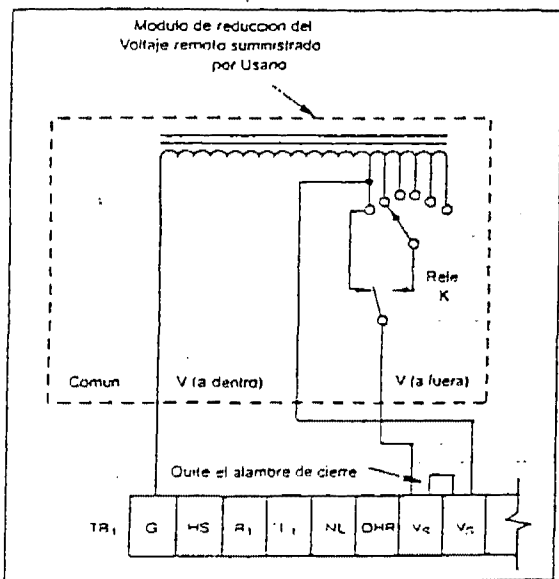


Figura 4-16.
Módulo Voltaje Engañando usualmente provisto al usuario.

SCADA DIGITAL Protocolo de Comunicaciones

Todos los controles avanzados de Cooper Power Systems se acomodan a los mismos protocolos. El protocolo de comunicaciones standard usado por el control CL-5A es C.P.S. DATA 2179. Este protocolo está en el control, por lo que un tablero de conversión de protocolo DATA 2179 no es requerido por el control CL-5A. El protocolo DATA 2200 de Cooper Power Systems está disponible, cuando se especifique.

Interfase Física

Las conexiones físicas del Canal de Comunicaciones 2 se hacen a un tablero de interfase, que está montado al panel posterior del control. El tablero de interfase pueden ser instalados en la fábrica o en el campo. El tablero se monta en orificios preperforados en el panel posterior que se proporcionan en controles de reguladores C.P.S. desde 1989 para la instalación de éstos o de otros equipos. Un cable de comunicaciones conecta el tablero de interfase al puerto de comunicaciones del CL-5A.

Para conexión a un RTU, donde la distancia entre el control y el RTU es usualmente larga, un tablero de interfase de fibra óptica es recomendado para aislación de sobretensión. Para instalaciones donde el tablero de interfase es acoplado a otro equipo, tal como un teléfono, modem o radio, se pondrán a disposición tableros de interfase en vez de tableros del tipo fibra óptica.

Seguridad Local del Operador

A través del canal de comunicaciones, el SCADA master puede leer los puntos de datos del CL-5A, escribir a ciertos puntos de datos, o reajustar ciertos puntos de datos. La técnica de escribir a un punto de datos es usada para realizar operaciones tales como cambiar configuraciones como Voltaje ajustado o Modalidad con flujo inverso, o inhibir operación automática o controlar el motor del cambiador de tomas, etc. A continuación hay comentarios de los niveles de seguridad usados para proteger al operador local.

TABLERO DE INTERFASE DE FIBRA ÓPTICA

Si el tablero de fibra óptica está equipado con un interruptor de paianca, el apagar el interruptor inhibirá toda actividad SCADA con este control específico. Sin embargo, comunicaciones con todos los otros controles en el circuito cerrado (loop) continuarán. Debido a que el control CL-5A tiene un interruptor Supervisor, se recomienda que el interruptor de encendido/apagado del tablero de interfase, si es que hay uno, sea dejado en la posición de encendido (ON).

INTERRUPTOR SUPERVISOR

El CL-5A está equipado con un interruptor de encendido/apagado Supervisor. Cuando este interruptor está en la posición de encendido, SCADA puede realizar actividad de lectura, escritura y reajusta normal. Cuando el interruptor está en la posición de apagado, SCADA sólo puede leer la base de datos. Esto brinda protección al operador local en el panel frontal, mientras que permite al operador del sistema mantener vigilancia.

INTERRUPTOR DEL CONTROL

Si el operador local cambia el interruptor del control (auto/ remoto-off-manual), ya sea a off (apagado) o manual, la circuitería interna del control prohíbe que SCADA controle el motor del cambiador de tomas. Se permiten reajusts y otros escritos.

NIVEL DE SEGURIDAD DEL CONTROL ACTIVO

Si el operador local cambia el nivel de seguridad activo del control 1 u otro sobre éste, o la inhibición de seguridad está instalada en inhibición 1 o más, lo que no imposibilita actividad SCADA. Para inhibir SCADA y reajustar el operador local se debe apagar el interruptor Supervisor.

NOTA: Un operador local que desee revisar la operación automática debe hacerlo para asegurarse de que el Estado de Bloqueo, Código de Función 69, esté ajustado en normal (0).

NOTA: Cambios en cualquiera de los parámetros de comunicación, Códigos de Función 60-68 toman efecto inmediatamente, en comparación con el CL-4C, que requiere que la energía se desconecte, luego se encienda, para reajustar esos parámetros en el tablero de comunicaciones de protocolo separado.

RECUPERACIÓN DE DATOS Y CARGA DE CONFIGURACIONES

El canal 1 de comunicaciones del control CL-5A se dedica a un conector D-subminiature de 9 pines localizado en el panel frontal del control, denominado Puerta de Datos (Data Port). La Puerta de Datos está diseñada para interrelacionarse con el Lector de Datos McGraw-Edison, un equipo recolector de datos que funciona con pilas, de uso manual. Vea la página 7-1 para detalles sobre el Kit del Lector de datos. Con el Lector de Datos la base de datos completa del control puede ser descargada para transferir a un computador (ordenador) personal. Análisis de la lectura del control, usando el Programa de Lector de Datos (incluido el Kit Lector de Datos) permite al usuario verificar las configuraciones del control y analizar las condiciones del alimentador, como sigue: 1) en el momento de descarga (medición instantánea), 2) los valores de demanda máximo y mínimo desde el último reajusta (medición de demanda señalada con tiempo), y 3) el perfil de parámetros salientes (Registro de Mediciones del Perfil).

La velocidad de baud del canal 1 es seleccionable a 300, 1200, 2400 y 4800 Baud. Sin embargo, para permitir comunicaciones con el Lector de Datos McGraw-Edison, la velocidad de baud del Canal 1 está instalada de fábrica en 4800 Baud.

Conexión Temporal de la Puerta de Datos puede también ser hecha con un computador personal IBM-compatible. Un programa basado en PC, el programa Interfase CL-5, permite al operador local 1) descargar los datos del control en una forma similar a la del Lector de Datos, 2) reajustar todos los valores máximos y mínimos de posición de toma y medición, y cargar configuraciones que son específicas al número I.D. del control. Para lecturas de los controles CL-4C y CL-5A que fueron obtenidas con el Lector de Datos o el Programa de Interfase, el programa de Interfase también permite al usuario visualizar los datos e imprimir informes de rutina. Para más detalles vea la página 7-2.

Cambiador de Tomas

OPERACIÓN DEL CAMBIADOR DE TOMAS

Cambiadores de Tomas de Resorte y de Impulsión Directa

Los reguladores para aplicaciones de corriente baja usan cambiadores de toma de resorte de energía almacenada, comúnmente en potencias de 219 A e inferiores. El cambiador de tomas para una potencia específica es mostrada en la placa de potencia. Las Figuras 5-1 (95 BIL) y 5-2 (150 BIL) ilustran mecanismos de toma de resorte típicos. En reguladores manufacturados en enero 1976 y más tarde, el número del modelo está estampado en la estructura de la toma. Los modelos comunes son el 928 (Figura 5-1) y 170 (Figura 5-2), seguido por una letra sufijo.

Los reguladores de voltaje usados en aplicaciones de corriente media y alta utilizan cambiadores de toma manejados directamente por el motor. Ellos tienen el motor y tren de engranaje moviendo los contactos a través de un piñón, engranaje geneva, leva de resorte y placas de rodillo. Los cambiadores de toma de impulsión directa son comúnmente aplicados por sobre 219 A. Tanto la corriente media, Modelo 770B (Figura 5-3) como la corriente alta, Modelo 660 C (Figura 5-4) son de potencia 150 BIL. Vea las Tablas 5-1 y 5-2 de cuadros de aplicación de modelos de cambiadores de tomas.

MOTOR

El motor para un cambiador de tomas de resorte es un motor de engranaje inverso con capacitador de avance, adecuado para operación a 120 V ca, monofásico, a 50/60 Hz. Un mecanismo de freno integral controla la inercia del motor.

El motor para cambiadores de tomas de impulsión directa es un motor de engranaje con capacidad de inicio, capacitador de avance, inverso, con un valor nominal 120 V ca, monofásico, a 50/60 Hz, con un mecanismo de freno interno de desengranaje magnético.

Todos los componentes son compatibles con aceite de transformador caliente y los devanados son enfriados en aceite. El motor llevará corriente del rotor cerrado por al menos 720 horas.

INTERRUPTOR DE INVERSA

La función de interruptor de inversa cambia la polaridad del devanado con tomas. Cuando el cambiador de tomas de resorte está en la posición neutra, el interruptor de inversa está abierto. Cuando el cambiador de toma de impulsión directa está en la posición neutra, el conjunto del contacto movible inversa está en contacto (conectado) con el contacto estacionario en inversa menor (VL).

La corriente de carga en todos los tipos es llevada por el bushing fuente, el reactor, los colectores (slip rings), los principales contactos movibles, el contacto estacionario neutro y el aislador de carga.

El movimiento del interruptor de inversa en el cambiador de toma de resorte ocurre mientras los principales contactos de movimiento entran o dejan la posición neutra. Un pin en el ensamble del diente de engranaje del contacto engancha una

ranura en el segmento en inversa cuando el interruptor principal está en la posición neutra. El primer paso de toma en cualquier dirección rota el segmento y el interruptor de inversa engancha el estacionario en inversa adecuado.

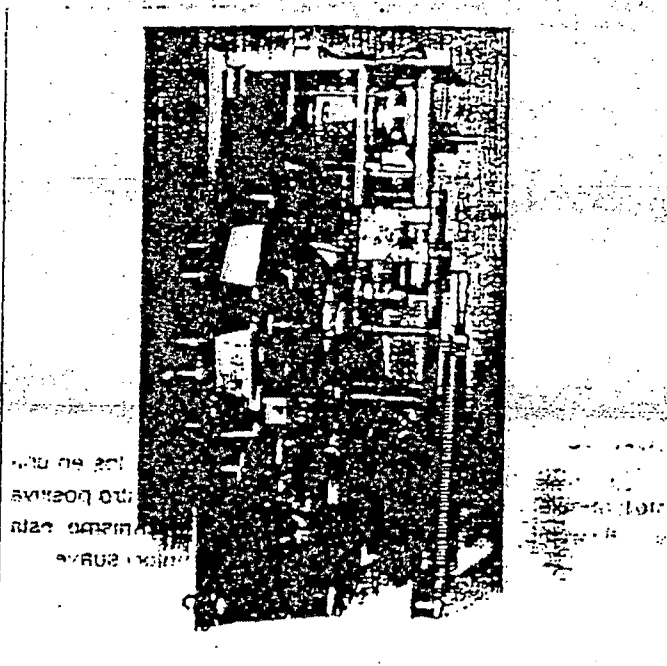


Figura 5-1.
Cambiador de tomas de resorte 928D.

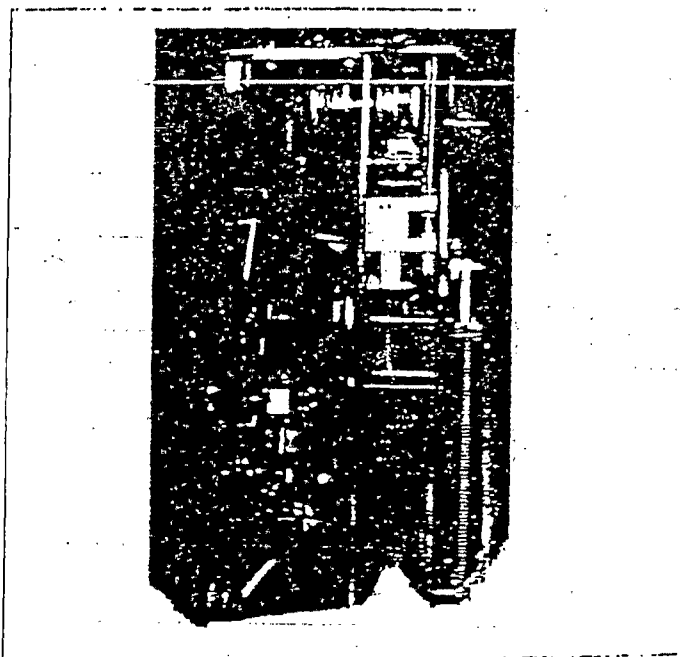


Figura 5-2.
Cambiador de tomas de resorte 170C.

El pin que diente de engranaje y el segmento de inversa proporcionan una inhabilitación mecánica localizada aproximadamente 320° en cualquier lado del neutro. Cuando el engancha la punta del segmento, el mecanismo de toma de corriente será cargado y el segmento es cerrado para evitar cualquier mayor movimiento en esa dirección.

El movimiento del interruptor de inversa en los cambiadores de toma de impulsión directa ocurre a medida que el principal contacto móvil se mueve de neutro a la primera posición de carga. En el cambiador de tomas Modelo 770B, un rodillo en el lado posterior de la placa del rodillo de atrás engancha una ranura en el segmento de inversa en el brazo aislante en inversa. En el cambiador de tomas Modelo 660C, un piñón, montado en el mismo eje (shaft) que la placa del rodillo de atrás, engancha una ranura en el segmento de inversa del brazo aislante en inversa. medida que la placa del rodillo gira, los contactos móviles correspondientes son tirados desde el contacto estacionario en inversa VL contacto VR.

MECANISMO DE TOMA DE RESORTE

Los resortes de extensión de acero están arreglados en una configuración triangular para proveer acción resorte-sobre-centro positiva para mover los contactos del interruptor. El mecanismo está ajustado para acción de contacto intermitente (ruptor) suave.

MECANISMO DE IMPULSIÓN DIRECTA

Los cambiadores de tomas 770B y 660C utilizan mecanismos de toma basados en el mismo principio de diseño, y muchos componentes son intercambiables. El motor gira un piñón geneva en 60 revoluciones completas por cambio de tomas. El movimiento del piñón geneva gira un engranaje geneva de seis dientes, un eje de conducción principal y una leva de resorte 180° por cambio de tomas. Cada movimiento de 180° de la leva de resorte opera una de las dos placas del rodillo y mueve los principales contactos móviles correspondientes 40°. La combinación de las características del engranaje geneva y de la leva de resorte resulta en una acción de contacto trifásica, limpieza/transferencia/limpieza.

Adherido al principal eje (engranaje geneva) de conducción está una parada para la leva mecánico tipo engranaje planetario que evita movimiento de contacto más allá de las posiciones subir-bajar máxima.

CONTACTOS

Varias condiciones de conexión se satisfacen por la variedad de estructuras de contacto. Estas se dividen en formación de arco y sin formación de arco (arcando y no arcando).

Los contactos non-arcing consisten en anillos frontales y posteriores que sirven como punto de conexión para extremos opuestos de los devanados del reactor y un extremo de los dos principales contactos móviles. Todas las superficies de contacto son cobre Electrical Tough Pitch (ETP)- bien refinado y las empaquetaduras son remachadas, empernadas, o soldadas para mantener una ruta de alta conductividad. Presión de contacto entre los puntos móviles se mantiene a través de resortes de hoja de acero (en los cambiadores de toma de resorte) o a través

de resortes de compresión de acero resistentes (en cambiadores de toma de impulsión directa). El principal contacto móvil se divide para hacer contacto en ambas superficies del colector y para resistir separación en caso de sobretensiones de alta corriente.

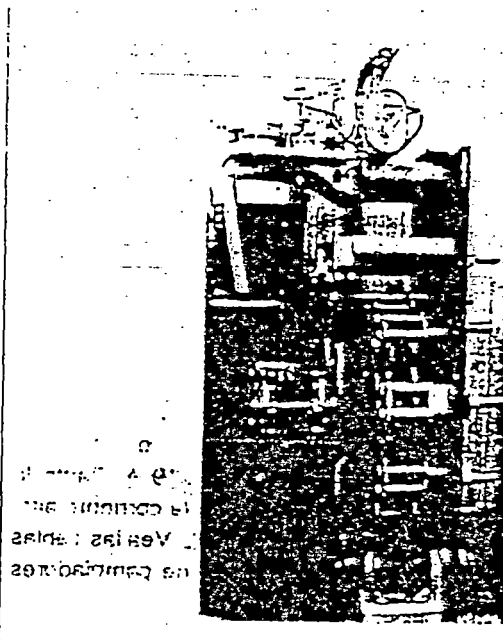


Figura 5-3.
Cambiador de tomas de impulsión directa 770B.

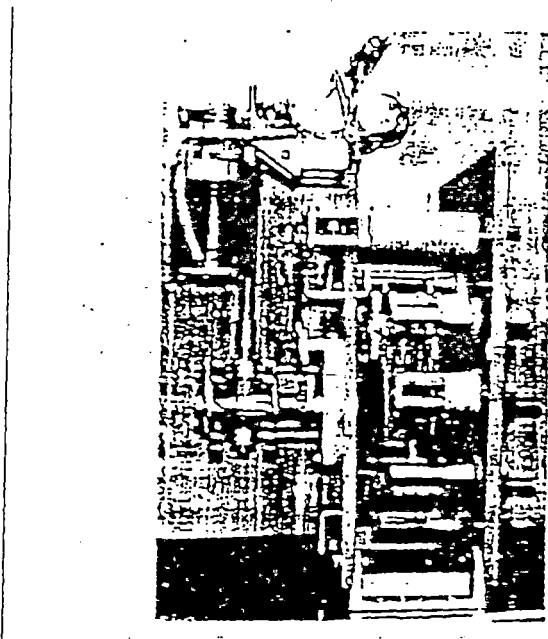


Figura 5-4.
Cambiador de tomas de impulsión directa 660C.

TABLA 5-1
 Tabla de Aplicación Modelo del Cambiador de Tomas
 (Voltajes 60 Hz)

Voltios Nominales (kV)	kVA Nominales	Corriente de Carga (Amp)	Cambiador de Tomas
2.5	25	100	928D
	50	200	928D
	75	300	770B
	100	400	770B
	125	500	660C
	167	668	660C
5.0	250 S	1000	770B
	333 S	1332	770B
	416.3 S	1665	770B
	25	50	928D
	50	100	928D
7.62	100	200	928D
	125	250	770B
	167	334	770B
	250 S	500	660C
	333 S	668	660C
	416.3 S	833	660C
9.5	38.1	50	928D
	57.2	75	928D
	76.2	100	928D
	114.3	150	928D
	167	219	928D
	250 S	328	770B
	333 S	438	660C
	416.3 S	548	660C
	500 S	656	660C
	667 S	875	660C
13.8	833 S	1093	660C
	69	50	170C
	138	100	170C
	207	150	170C
	276 S	200	170C
	414 S	300	770B
14.4	500 S	362	660C
	552 S	400	660C
	667 S	483	660C
	833 S	604	660C
	72	50	170C
	144	100	170C
	288 S	200	170C
	333 S	231	770B
15.0	416 S	289	770B
	432 S	300	770B
	500 S	347	660C
	576 S	400	660C
	667 S	463	660C
	720 S	500	660C
	833 S	578	660C
	50	25.1	170C
19.92	100	50.2	170C
	200 S	100.4	170C
	333 S	167	770B
	400 S	200.8	770B
	500 S	250	660C
	667 S	335	660C
150	833 S	418	660C

Nota: Una S después de kVA denota suspensión de la estación.
 Toma de resorte: 928D y 170C.
 Toma directa: 770B y 660C.

TABLA 5-2
 Tabla de aplicación Modelo del Cambiador de Tomas
 (Voltajes 50 Hz)

Voltios Nominales (kV)	kVA Nominales	Corriente de Carga (Amp)	Cambiador de Tomas
6.6	33	50	928D
	66	100	928D
	99	150	928D
	132	200	928D
	198 S	300	770C
9.5	264 S	400	660C
	330 S	500	660C
	396 S	600	660C
	55	50	928D
	110	100	928D
1.1	165	150	928D
	220 S	200	928D
	330 S	300	770C
	440 S	400	660C
	550 S	500	660C
1.5	660 S	600	660C
	75	50	170C
	150	100	170C
	225 S	150	170C
	300 S	200	770B
150	450 S	300	660C
	600 S	400	660C
	750 S	500	660C
	110	50	770B
	220 S	100	770B
2.2	330 S	150	770B
	440 S	200	770B
	660 S	300	660C
	165 S	50	660C
	330 S	100	660C
3.3	495 S	150	660C
	660 S	200	660C
	165 S	50	660C
	330 S	100	660C
	495 S	150	660C
200	660 S	200	660C

Existen varios tipos de contactos de arguero un cambiador de tomas de un regulador. Ellos se pueden dividir en dos categorías, estacionarios y movibles.

1. Los principales contactos estacionarios está conectados a las tomas de devanado serie. Los principales contactos movibles conectan el conector de anillo (slip ring) a los principales contactos estacionarios.
2. Los contactos estacionarios de resbalón inversa están conectados a extremos opuestos del devanado serie. Los contactos movibles de inversa conectan los contactos estacionarios neutros y aislador de carga al contacto estacionario de inversa.

NOTA: El contacto estacionario neutro en el cambiador de tomas de impulsión directa tiene tanto condiciones de contacto arcando como de no arcando.

Todos los cuerpos de contactos estacionarios están hechos de cobre ETP (bien refinado). Los bordes de los contactos estacionarios están soldados con elementos de tungsteno de cobre debido a que están sujetos a daño por impacto y efecto arcando. Los principales contactos movibles están contruidos

de un tungsteno de cobre. Los contactos móviles están divididos para hacer conexión en ambos lados de los contactos estacionarios. La división resiste separación en el caso de sobretensiones de alta corriente.

El cuerpo de contacto estacionario del cambiador de tomas de impulsión directa es de cobre. Se utilizan espaciadores de tubo de cobre y pernos de acero para sujetar todas las partes y suministrar una ruta de corriente de alta conductividad. Los contactos móviles inversos son de la misma construcción del contacto móvil principal.

El cambiador de toma de impulsión directa 660C. emplea un arrie doble de contactos móviles y extremos arcando de tungsteno de plata para satisfacer potencia de alta corriente.

La erosión de contacto es una función de muchas variables tales como la de voltaje de parámetros de sistema, corriente de carga, factor de potencia, diseño del reactor y diseño del devanado principal.

Los contactos estacionarios deben ser reemplazados antes de que los elementos arcando se desgasten al punto de que haya combustión en el cobre. Los contactos móviles deben ser reemplazados cuando quede aproximadamente pulgada de superficie lisa. Refiérase a S225-10-2 para información completa y patrones de erosión típica para las varias etapas de vida de contacto.

SECUENCIA DE OPERACIÓN DE LA TOMA DE RESORTE

Quando el interruptor de toma de resorte está en la posición neutra y el control pide un cambiado de toma, los siguientes eventos ocurren:

1. El freno del motor se suelta y el motor parte.
2. El interruptor de alimentación sostenida del motor se cierra, asegurando que se completará un cambio de tomas.
3. La inclinación hacia arriba de la leva del diente del engranaje engancha un borde de la bobina (spool). Esto levanta el eje en e la leva del eje y lo libera del agujero en el accionador.
4. Un collarín (projection) en la leva del diente del engranaje contacta una pierna en la leva del eje, y ambos giran.
5. El eje de conducción, que está adherido a la leva del eje, comienza a girar el brazo flojo y los resortes comienzan a extenderse.
6. El eje viene libre del borde de la bobina y un resorte lo empuja contra la superficie del accionador.
7. La inclinación hacia abajo de la leva del engranaje regresa la bobina a la posición de inicio.
8. El eje cae adentro del agujero del actuador 180° desde la posición de empezar.
9. En este punto, el brazo flojo está en el punto muerto superior y los de resortes son completamente cargados. El eje de conducción y el brazo, leva del diente del engranaje, leva del eje y el accionador son cerrados juntos y conectados a través de la cadena al motor.
10. El motor conduce todas las partes más allá del punto muerto superior.
11. El de resorte descarga, instantáneamente tirando la leva del eje y accionador a 180° a alta velocidad. Los ejes en el

accionador causan que el engranaje conducido por contacto ponga en índice una posición de toma.

12. A medida que el engranaje conducido por contacto se mueve, imparte movimiento al segmento del interruptor de inversa y principales contactos móviles. Esta acción cierra los contactos estacionarios inversos y móviles inversos y conduce el contacto principal móvil en el contacto principal estacionario. Además, el interruptor de la luz del neutro se abre.

13. El motor procede a girar la leva del diente de engranaje hasta que el interruptor de alimentación sostenida del motor se abre. El eje de salida del motor de engranaje ha completado una revolución.

Si se necesitase más de un cambio de tomas, se repetirá la secuencia anterior (excepto la parte del interruptor de inversa) hasta que se satisface el control o se alcanza el interruptor límite en el indicador de posición.

SECUENCIA DE OPERACIÓN DE IMPULSIÓN DIRECTA

Quando el interruptor está en neutro y el control pide un cambio de tomas en la dirección de subida, los siguientes eventos ocurren:

1. El freno del motor se suelta y el motor arranca.
2. El piñón geneva gira en el sentido inverso al de las manecillas del reloj para enganchar el mecanismo geneva.
3. El piñón geneva maneja el mecanismo geneva, eje de conducción principal, y leva de caracol a 60° y produce acción de limpieza inicial en el principal contacto móvil frontal e inversando los contactos móviles.
4. El interruptor de alimentación sostenida del motor se cierra, asegurando que ocurrirá un cambio de tomas.
5. El piñón geneva completa la primera revolución y continúa girando.
6. El piñón geneva conduce el engranaje de geneva a 60° y la leva de caracol y placas del rodillo transfieren los principales contactos móviles frontales desde el contacto estacionario neutro N al contacto estacionario No. 1. Simultáneamente, el contacto móvil inverso es transferido desde el contacto estacionario inverso (VL) al contacto estacionario (VR).
7. El interruptor de la luz del neutro se abre.
8. El piñón geneva completa la segunda revolución y continúa girando.
9. El piñón geneva conduce el engranaje geneva, el eje de conducción principal, y la leva caracol a 60° y produce acción de limpieza en los contactos móviles inversos y principales contactos frontales móviles.
10. El interruptor de alimentación sostenida del motor se abre.
11. El freno del motor se engancha.
12. El motor se para.

Una cambio de toma desde la posición de subida No. 1 a la neutra será ejecutado como se describió, a menos que el piñón geneva gire en el sentido de las manecillas del reloj. El contacto móvil inverso será transferido desde contacto estacionario inverso (VR) al contacto estacionario (VL).

6. Si la pantalla se enciende, pero informa un mensaje de FAIL (REPROBADO), entonces el diagnóstico interno ha detectado un problema. Cuando aparece esta palabra no se indica necesariamente que el control esté funcionando mal. La Pantalla del Código de Función 95. Compare el número de la pantalla con el código de estado del sistema, página 3-15. Si se muestra cualquier otro número que no sea 0, 6, 7 o 10, el control ha tenido una falla, y necesita reparación. Contacte Cooper Power Systems para obtener información de autorización de devolución. Si 10 esta la pantalla, significa que no hay señal de luz neutra y el control tiene el código de función 12P puesto en 0 (neutro). Cambie el Código de función 12P de 0 a 1, luego reiniciar la computadora. Ahora aparecerá APROBADO (PASS).

Los circuitos del panel frontal para el solenoide de reposición de las manecillas de arrastre (DHR) y la luz del neutro (NL) se pueden revisar como sigue:

1. Conecte el voltímetro c.a. desde G a DHR en la peineta de conexiones TB₂ (identificada como alambre blanco G e indicador blanco/rojo DHR).
2. Presione el interruptor de palanca de reposición de las manecilla de arrastre y note aproximadamente 120 V en el voltímetro. Si no se mide voltaje alguno, el interruptor está probablemente defectuoso.
3. Conecte el voltímetro c.a. desde G a NL en la peineta de conexiones TB₂ (identificada como alambre blanco G e indicador blanco/rojo NL).
4. Active el interruptor de palanca de la luz (lámpara) de prueba aproximadamente 120 V en el voltímetro y note que la luz del neutro debería aparecer. Si no se mide voltaje alguno y la luz no se enciende, el interruptor probablemente tiene falla. Si se mide voltaje pero la luz no se enciende, la lámpara o el asidero se lámpara es defectuosa.

GUÍA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE LA CAJA DE CONEXIONES

Esta sección se usa si el regulador no opera manualmente. (El problema fue aislado a la caja de conexiones o al tanque del regulador después de revisar el resto del control, en la página 6-1).

La caja de conexiones se compone de una tarjeta de terminales, el indicador de posición, y las interconexiones de la caja de control. Refiérase a la Figura 6-1, página 6-5, cuando se hagan los siguientes pasos:

1. Saque el regulador de servicio, como se señaló en la página 1-10.
2. Conecte a tierra los tres aisladores de alto voltaje.
3. Abra V₁ interruptor de cortacircuito en el panel posterior del gabinete del control.

4. Saque la tapa de la caja de conexiones.
5. Revise las conexiones de cables en la tarjeta de terminales de la caja de empalme para detectar conexiones sueltas, cables quemados o empaquetaduras de mala estampa.
6. Ponga el interruptor de alimentación en EXTERNAL.
7. Aplique una fuente variable nominal de 120 V ac, 60/50 Hz a los terminales de fuente externa. Asegúrese de mantener la polaridad adecuada.
8. Ponga el interruptor de función del control en MANUAL.
9. Mueva el interruptor subir Mida el voltaje entre los terminales R y G en la tarjeta del terminal. La lectura de voltaje debería ser aproximadamente 120 V ac.
10. Mueva los conductores del voltímetro a L y G. Mueva el interruptor de bajar.
11. Mida el voltaje entre los terminales L y G en la regleta de terminales. La lectura de voltaje debería ser de aproximadamente 120 V c.a.
12. Si se obtienen lecturas correctas de voltaje en los pasos 9 y 11 anteriores, el problema está en el tanque del regulador. Refiérase a la sección para la solución de problemas de s225-10-2.
13. Si no hay medición de voltaje en el paso 9 o en el 11, el problema está en los interruptores de límite dentro del indicador de posición o en el cable del control.
14. Revise la continuidad de los interruptores límite de bajada y subida. Los interruptores deberían ser cerrados en todas las posiciones de cambiadores de tomas excepto en las posiciones del interruptor límite del dial del indicador. Para revisar la continuidad:
 - a. Saque el conductor verde-negro del indicador de posición desde los terminales de empalme.
 - b. Ponga el conductor de medición en el conductor desconectado y el otro conductor en el terminal L de la tarjeta de terminales de la caja de conexiones. Luego revise continuidad.
 - c. Si ocurre un problema de continuidad, refiérase a Reemplazo del Indicador de Posición, página 6-4.
 - d. Saque el conductor azul del indicador de posición desde el terminal de empalme.
 - e. Ponga el conductor del medidor en el conductor desconectado y el otro conductor en el terminal R de la tarjeta de terminales de la caja de conexiones. Revise continuidad.
 - f. Si ocurre un problema de continuidad, refiérase a Reemplazo del Indicador de Posición, página 6-4.

15. Revise el solenoide de reajusta del indicador de posición. Presione el interruptor de reposición de las manecillas de arrastre mientras se mida el voltaje entre DHR y G en la tarjeta de terminales. La lectura de voltaje debería ser aproximadamente 120 V c.a. y las manecillas de arrastre se reajustarán.
16. Si se lee 120 V y las manecillas de arrastre no se reajustarán, refiérase a Reemplazo del Indicador de Posición, más abajo.
17. Si no se lee 120 V, refiérase a Guía para la Solución de Problemas del Control, página 6-2.

Reemplazo del Indicador de Posición

Las siguientes instrucciones sólo se aplican a la caja de conexiones montada en una estructura del indicador de posición que se inició en abril de 1980.

Para reemplazar un indicador de posición defectuoso se requiere sacar la unidad de servicio como se delineó en Remoción de Servicio, página 1-10.

1. Un defecto en el indicador de posición pudo haber causado pérdida de sincronización entre el cambiador de tomas y la manecilla del indicador. Verifique que el cambiador de tomas en neutro a través de la luz del neutro del control y de la inspección visual en el cambiador de tomas. Si el indicador de posición no muestra el neutro, refiérase a las Instrucciones en S225-10-2, cambiadores de Tomas de Conducción de Resorte y de Impulsión.
2. Saque la cubierta de la caja de conexiones.
3. Fíjese en la ubicación de la manecilla indicadora para futuro alineamiento y desengranje del eje flexible desde el eje del indicador de posición. A principios de 1986 esta unión fue cambiada a un tornillo instalado tipo acoplamiento. Equipos más antiguos usaban una unión de eje chaveta.
4. Desconecte los cuatro conductores de la tarjeta terminal de la caja de conexiones y abra los dos terminales de empalme al cable del control.
5. Saque los tornillos que sostienen el indicador a la caja de conexiones y deslice el indicador libremente.
6. Saque la guarnición de la acanaladura en la partes posterior del cuerpo del indicador.
7. Limpie la superficie de la guarnición de la caja de conexiones y la guarnición y la acanaladura en el nuevo indicador.
8. Ponga la guarnición en la acanaladura e inserte los conductores a través de la pared de la caja de conexiones, alíne los orificios e instale firmemente los pernos.
9. Apriete los pernos con una llave de tuerca hasta comprimir homogéneamente la guarnición y hacer que el cuerpo del indicador que apretado contra la caja de conexiones.
10. Conecte los seis conductores a la tarjeta de terminales y conductores de cable del control por la Figura 6-1 y asegure todas las conexiones.
11. Gire el eje de conducción del indicador (indicator drive shaft) para poner la manecilla en la posición indicada anteriormente.
12. Deslice el eje acoplamiento flexible del indicador y asegure la unión.
13. Ponga el alambre en el empalme o eje de chaveta para evitar que se enrede. Asegúrelos con una tapa.
14. Conecte un suministro de energía externo de 120 c.a. al control.

15. Inciende el cambiador de tomas manualmente para verificar alineamiento de la manecilla del indicador de posición y de la luz del neutro. Si se requiere corrección:
 - a. Detenga el cambiador de tomas con la luz del neutro encendida.
 - b. Desconecte el eje flexible de la parte posterior del indicador.
 - c. Gire el eje del indicador para centrar la manecilla en cero (neutro).
 - d. Vuelva a conectar el eje flexible.
16. Haga correr el cambiador de tomas tanto al extremo de subida como de bajada para revisar la operación de los interruptores límite y coordinación con el interruptor de alimentación sostenida.
17. Haga avanzar entre la posición de subida nueve y la posición de bajada nueve para revisar la luz del neutro y el alineación del indicador de posición. Haga correr varios ciclos.
18. Si el alineamiento de la manecilla del indicador de posición y la luz del neutro se torna inestable durante esta revisión, se requiere una inspección interna del cambiador de tomas y del eje del indicador de posición. Vea S225-10-2 para instrucciones.
19. Vuelva a poner el cambiador de tomas en la posición neutra y desconecte el suministro de energía.
20. Reemplace la tapa de la caja de conexiones.
21. La unidad puede ser puesta ahora en servicio como se señaló en la página 1-3.



PRECAUCIÓN: Se debe verificar que tanto la luz del neutro como la manecilla del indicador de posición indiquen neutro cuando el cambiador de tomas está físicamente en la posición neutra. La falta de sincronización causará una indicación indefinida de NEUTRO. Sin ambas indicaciones de neutro, no será posible hacer una operación bypass del regulador en un último momento y la línea debe ser desenergizada para evitar hacer cortocircuito en parte del devanado serie.

CALIBRACIÓN DEL CONTROL

Todos los controles son calibrados de fábrica y no debería necesitar ser calibrados por el usuario. Sin embargo, se puede hacer calibración para circuitos de voltaje y circuitos de corriente con los siguientes pasos:

Calibración de Voltaje

1. Conecte un exacto voltímetro de respuesta RMS genuino a los terminales del voltímetro. Este voltímetro debe tener una precisión base de al menos 0.1% calificada por el departamento nacional de Standards (National Bureau of Standards).
2. Conecte una fuente de voltaje 50/60 Hz estable (con menos de 5% contenido armónico) a los terminales de fuente externa.
3. Ponga el interruptor de alimentación en EXTERNAL.
4. Ajuste la fuente de voltaje para proporcionar 120.0 V al control, como se lee en la referencia del voltímetro.

Guía para la Solución de Problemas

REGULADOR COMPLETO EN SERVICIO



ADVERTENCIA: Cuando se intente solucionar un problema en un equipo energizado, se debe usar equipo de protección para evitar contacto personal con las partes energizadas. El no hacerlo de tal modo puede ocasionar serios daños o muerte.

Revisión Externa

Cuando personal de servicio acude a lo que parece ser un regulador en mal funcionamiento, se aconseja examinar las conexiones de energía primero. Por ejemplo, verifique que el conductor fuente esté conectado al aislador fuente; que el conductor carga esté conectado al aislador carga fuente; y que el conductor fuente-carga esté conectado al aislador fuente-carga. Revise otros problemas de potencia, tal como una conexión a tierra abierta.

Definiendo el Problema

Refiérase a la Figura 6-2, página 6-6 mientras se diagnostica el problema.

Después de que se hayan revisado las conexiones de energía, revise el interruptor de cuchilla de voltaje-desconectado (V_1 y V_2 si están presentes) y el interruptor de cuchilla de corriente cortado de corriente (C) del circuito de señal en el panel posterior en la caja de control. Cierre los desconectores de voltaje si están abiertos. Abra el interruptor de cuchillos, si está cerrado.

Revise si existen conexiones sueltas o cables quemados. Asegúrese que el transformador de corrección de razón RCT esté en la toma correcta para el voltaje regulado que aparece en la placa sobre la puerta del gabinete de control.

Saque los fusibles del panel y del motor del control y revise la continuidad a través de cada fusible. Con cada control se envían fusibles de repuesto y se localizan en el gabinete de control.

NOTA: Use solamente 350 V c.a., fusibles de cerámica de quema lenta del rango de corriente adecuado. El no hacer de tal modo puede ocasionar operación del fusible innecesaria o insuficiente protección del regulador y del control.

Si las revisiones anteriores no identifican el problema, determine cual de las siguientes tres categorías mejor describen el mal funcionamiento, y siga los pasos de diagnóstico correspondientes:

EL REGULADOR NO OPERA MANUALMENTE O AUTOMÁTICAMENTE

Diagnosticando del Problema:

1. Conecte un voltímetro entre TB_1-R_1 y TB_1-G . Ajuste el interruptor de función del control en MANUAL.
2. Mueva el interruptor de subir y mida el voltaje entre los

terminales R_1 y G en la tarjeta de terminales TB_1 . La lectura de voltaje debería ser aproximadamente el ajuste de voltaje.

3. Ponga el conductor energizado del voltímetro en TB_1-L_1 y luego mueva el interruptor de bajar.
4. Mida el voltaje entre los terminales L_1 y G en la tarjeta de terminales TB_1 . La lectura de voltaje debería ser aproximadamente el valor de ajuste del voltaje.
5. Si se obtuviesen lecturas correctas de voltaje en los pasos 2 y 4, el problema pudiese estar en el indicador de posición, caja de conexiones o cable del control. Refiérase a la sección de solución de problemas de la caja de conexiones en la página 6-3.
6. Si no existiese medición de voltaje alguna en el paso 2 o en el 4, haga la medida correspondiente (R_3 a G y L_3 a G) en la tarjeta del terminal inferior TB_2 .
7. Si los voltajes medidos en el Paso 6 son aproximadamente al valor de voltaje ajustado, luego es probable que sea una conexión suelta o un terminal defectuoso entre TB_1 y TB_2 .
8. Si los pasos 2, 4, y 6 no entregan lecturas de voltaje, mida el voltaje entre V_4 y G en la tarjeta de terminales TB_2 . La lectura debería aproximarse al valor del voltaje ajustado.
9. Si el Paso 8 mide correctamente, el problema podría ser un fusible de motor, interruptor de alimentación o control abierto.
10. Si el Paso 8 no entrega una medición de voltaje revise el voltaje entre PD_1 (V_1) y tierra (G) en el interruptor de cuchilla.
 - a. Si se obtiene aproximadamente el valor del voltaje ajustado, el transformador de corrección de razón (RCT) o cortacircuito (DISCONNECT) V_1 del circuito de señal del panel posterior está probablemente defectuoso.
 - b. no se obtiene voltaje, el problema está en el cable del control, caja de conexiones, o tanque del regulador. Refiérase a la sección para la del problemas de la caja de conexiones en la página 6-3. Si las revisiones en la caja de conexiones son satisfactorios, el problema está en el tanque del regulador. Vea S225-10-2 para el método de solución de problemas.

EL REGULADOR OPERA MANUALMENTE PERO NO AUTOMÁTICAMENTE

Diagnóstico del Problema:

1. Si el control no opera automáticamente, verifique que los indicadores de borde de banda estén funcionando. (Estos son los indicadores ALTO y BAJO localizados en la pantalla). Si no estuvieran funcionando, revise el Código de Función 56, Modalidad Sensora en Inversa. Póngala en 0, si es que ya no este allí. Vuelva a probar la modalidad automática de operación.
2. Verifique que el Código de Función 69 (Auto Bloqueo) esté instalada en 0 (Apagada=Off). Vuelva a probar la modalidad automática de operación.

3. Mida el voltaje de V_s a G en la tarjeta de terminales inferior TB_2 .
 - a. Una medición aproximada al valor del voltaje ajustado en V_s a G indica que el problema está en el control.
 - b. Si no hay voltaje presente en V_s a G, el problema está en el desconector V_1 o en el transformador de corrección de razón del circuito de señal posterior. Reemplácelos.
4. Si la revisión a indica que el problema está en el control, remítase a la Guía para la Solución de Problemas del Control.
5. Revise el circuito del interruptor de alimentación sostenida.
 - a. El cambiador de tomas completará un cambio de tomas al poner el interruptor de función del control en la posición MANUAL y mueve y luego mantener el interruptor subir/bajar en la dirección adecuada por 2 segundos.
 - b. Si el interruptor subir/bajar debe ser sostenido en la posición de SUBIDA o BAJADA para completar el cambio de tomas, el problema está en el circuito del interruptor de alimentación sostenida.
 - c. Revise el voltaje entre TB_2 -HS y G, y TB_1 -HS y G. Si existe voltaje en TB_1 -HS y no en TB_2 -HS, el problema está en el panel posterior de la rampa de conexiones. Reemplace el conductor naranja HS de TB_1 -HS a TB_2 -HS. Si no hay voltaje presente en TB_1 -HS, el problema está en el cable del control, tapa de la caja de conexiones o en el mismo interruptor de alimentación sostenida (localizado dentro del regulador). Revise la continuidad del cable hasta la caja de conexiones. Si resulta normal, el problema está en el interruptor de alimentación sostenida. Reemplácelo. Si todo parece estar en orden, el problema no está en el interruptor sostenedor, sino que en el control con mayor probabilidad.

EL REGULADOR OPERA MANUALMENTE PERO OPERA INCORRECTAMENTE CUANDO SE INSTALA EN AUTOMÁTICO Diagnosticando del Problema:


Haga avanzar el control hasta la posición neutra con el interruptor de control. Revise la existencia de voltaje entre V_s y G en TB_1 . Este es el circuito sensor que suministra voltaje de la salida de RCT1 en el panel posterior. Si este voltaje es más de 10% sobre o bajo el nivel configurado de voltaje programado del control, la fuente sobrepasa el rango del regulador. Una ausencia de voltaje indicaría a problema de conexiones tal como una apertura en alguna parte en el suministro de energía del control. Si estas revisiones son correctas, luego la falla está probablemente en el control. Remítase a la Guía para la Solución de Problemas del Control a continuación.

Guía para la Solución de Problemas del Control

En este punto, se ha determinado que el problema está en el control, de modo que se debe sacar el gabinete del panel frontal hacia una mesa de trabajo para solucionar el problema. La Figura 6-2, página 6-6 puede ser usada para ayudar al proceso de solución. Los componentes del panel son revisados usando un voltaje externo de aproximadamente 120 V c.a. 60/50 Hz, aplicado a los terminales de fuente externa del control.

Para tener acceso a los componentes del panel frontal, primero saque la protección posterior. Esto se lleva a cabo sacando la abrazadera del cable adherida al lado de la protección, y luego sacando las cuatro tuercas que aseguran la protección al panel frontal.

1. Revise los fusibles del panel y del motor para asegurar que no se han quemado.
2. Conecte la fuente de poder a los terminales de fuente externa, observando la polaridad correcta.



ADVERTENCIA: Se debe administrar la correcta polaridad al control, el no hacerlo de tal modo causará un corto circuito del suministro de voltaje de los usuarios y daño posible al control.

Ponga el interruptor de alimentación en la posición EXTERNAL.

3. Se debería encender la pantalla del control. Si la pantalla no se enciende, mida el voltaje en la tarjeta de circuito impreso de los terminales P_5 -4 a P_5 -3, esperando medir aproximadamente 120 V ac.
4. Si el display no se enciende y no se mide voltaje alguno desde los terminales P_5 -4 a P_5 -3, luego el problema está en el interruptor de alimentación. El interruptor de alimentación (Internal-off-External) puede ser revisado para medir el voltaje desde el terminal del interruptor PS_5 hasta tierra, desde el terminal del interruptor PS_5 hasta tierra, y desde el terminal del interruptor PS_3 hasta tierra. Estas mediciones debería igualar el voltaje externo aplicado. Si no es así, el interruptor de alimentación es defectuoso.
5. Si el display no se enciende y el voltaje es medido desde los terminales P_5 -4 a P_5 -3, la tarjeta de circuito es defectuosa y debe ser devuelta a la fábrica para su reparación.

5. Antes de que realice la calibración, se debe activar el nivel de seguridad 3. Esto se lleva a cabo ingresando el código de seguridad adecuado en el Código de Función 99. Presione los siguientes botones en el tablero:

FUNCIÓN, 99, ENTRAR: 32133, ENTRAR

El nivel adecuado de seguridad está ahora activado.

6. Entre al Código de Función 47 ingresando FUNCIÓN, 47, ENTRAR.
7. La pantalla mostrará el voltaje aplicado al control. Esto debería corresponder a la lectura en el voltímetro de referencia. Si la lectura del control es significativamente diferente (mayor a .3V error), la calibración puede ser alterada ingresando CAMBIAR, y luego entrando el voltaje correcto como se muestra el medidor de referencia, seguido por ENTRAR. El circuito de voltaje es ahora calibrado.

Calibración de Corriente

1. Conecte un exacto amperímetro de respuesta RMS (tales como los medidores anteriores) en serie con la fuente de corriente.
2. Conecte una fuente de corriente 60/50 Hz estable (con menos de 5% contenido armónico) al amperímetro de referencia y a los terminales de entrada de corriente C_1 y C_2 en la cinta de ventilación TB_2 (se identificado C_1 por un alambre rojo, y C_2 por un alambre verde).

3. Para dar energía al control, conecte una fuente de voltaje 120 V c.a. a los terminales de fuente externa.
4. Ponga el interruptor de alimentación en EXTERNAL.
5. Ajuste la fuente de corriente para proveer .200 A al control como se lee en el amperímetro de referencia.
6. Antes que se realice la calibración, se debe activar el nivel de seguridad 3. Esto se lleva a cabo ingresando el código de seguridad adecuado en el código de Función 99.

Presione los siguientes botones en el teclado:

FUNCIÓN, 99, ENTRAR: 32133, ENTRAR

El nivel adecuado está ahora activado.

7. Entre al Código de Función 48 ingresando FUNCIÓN, 48, ENTRAR.
8. La pantalla mostrará la corriente aplicada al control. Esto debería corresponder a la lectura en el amperímetro de referencia. Si la lectura del control es significativamente diferente (mayor a .6 miliamperes error), se puede alterar la calibración presionando CAMBIAR, y luego entrando la referencia correcta como se muestra en el medidor de referencia, seguido por ENTRAR. El circuito de corriente es ahora calibrado.

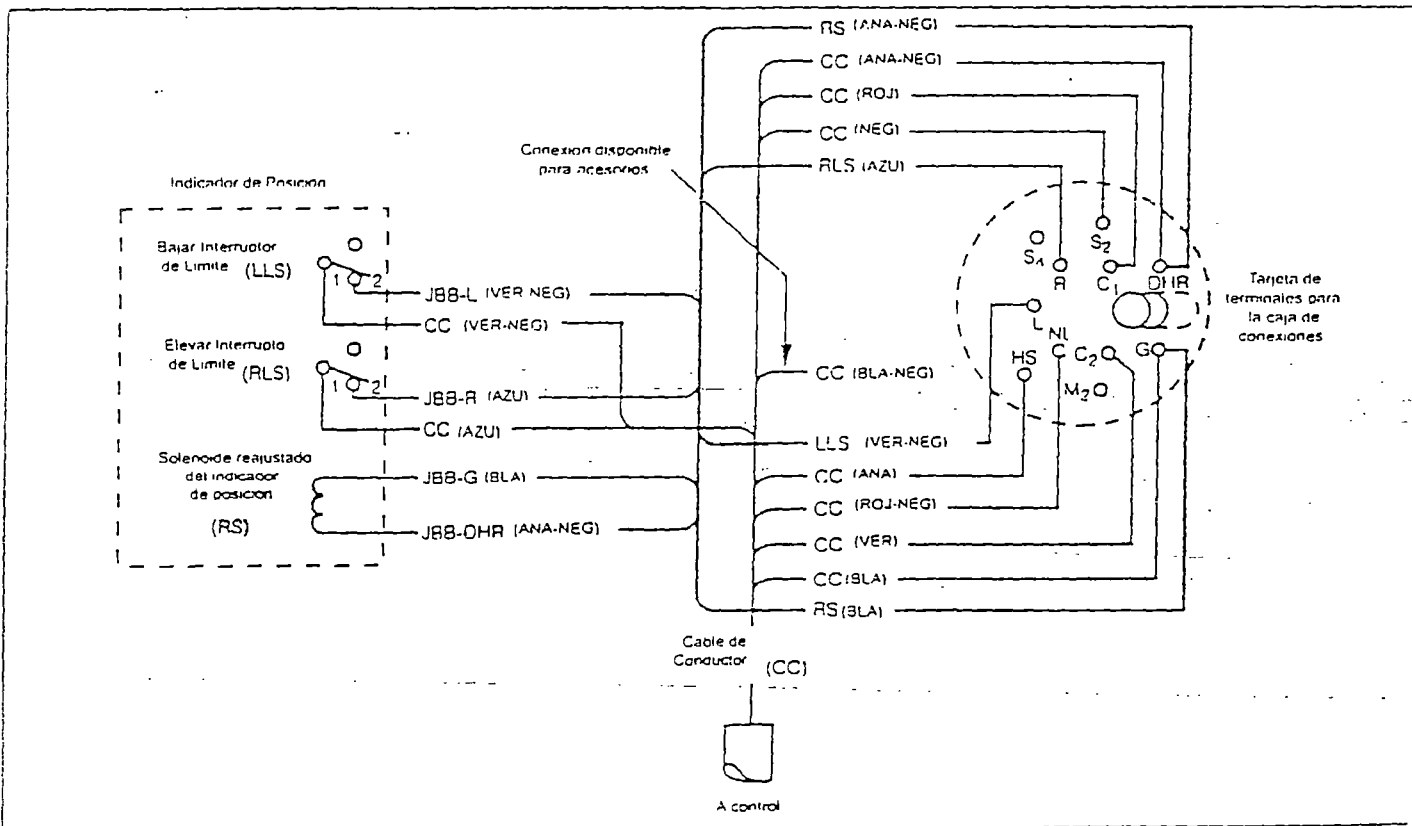
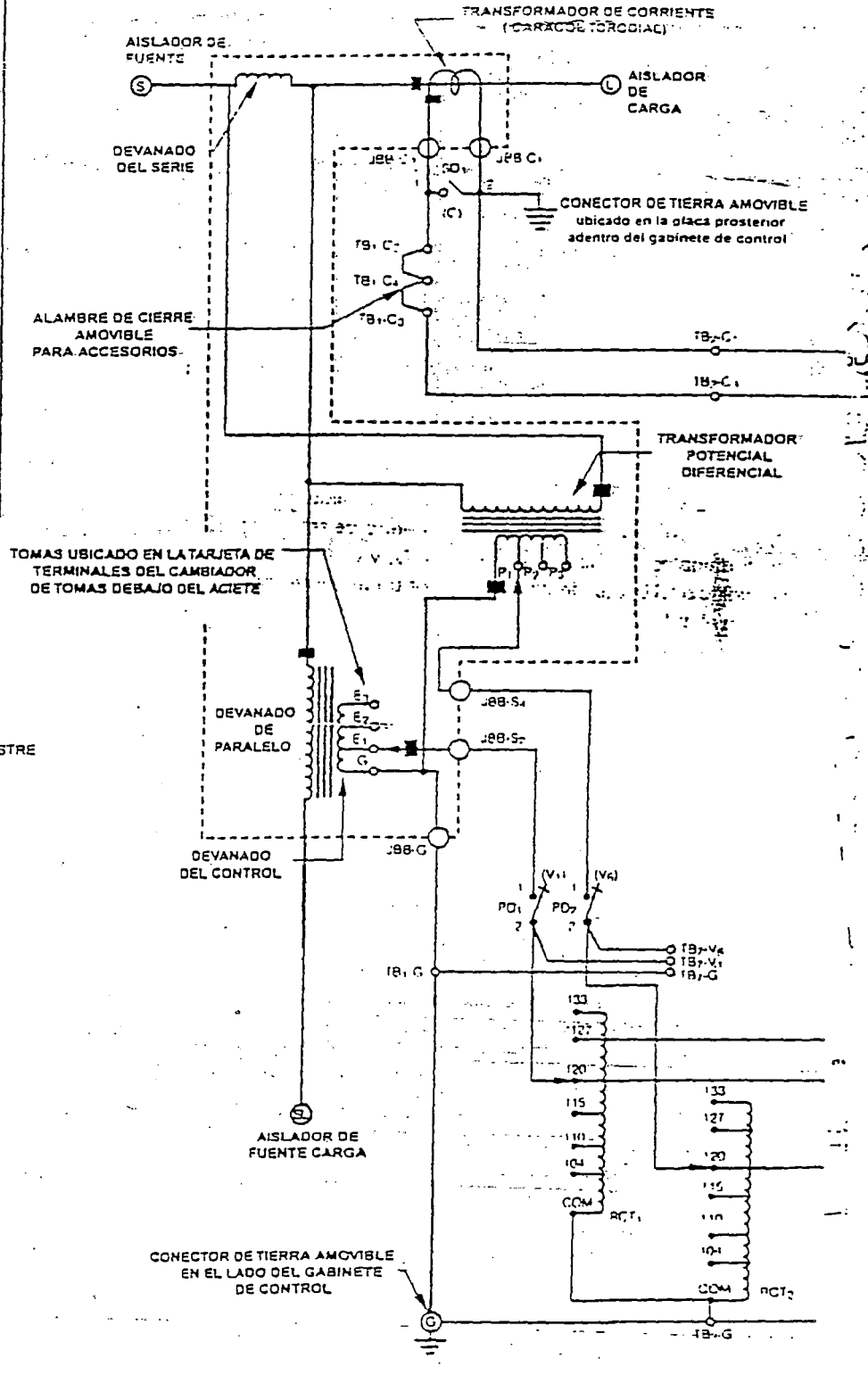


Figura 6-1
Diagrama de Conexiones de la Caja de Conexiones.

Conectores de la Tarjeta de Circuitos

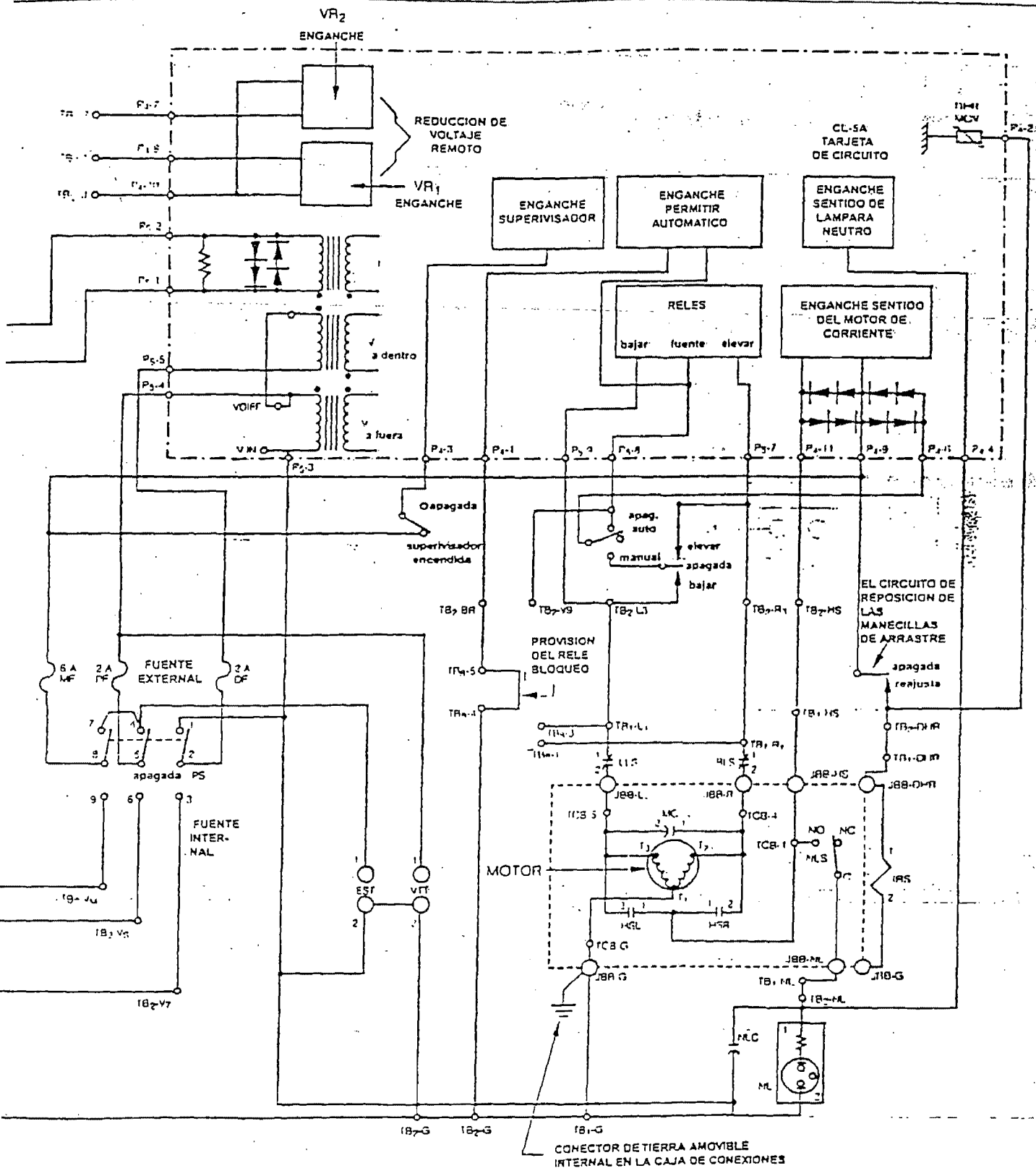
- Conector P4**
 11 Anaranjado
 10 Violeta
 9 Blanco
 8 Marrón
 7 Amarillo
 6 Blanco/Morado
 5 (Vacío)
 4 Blanco/Rojo
 3 Rojo/Anaranjado
 2 Blanco/Anaranjado
 1 Blanco/Azul

- Conector P5**
 9 Blanco/Verde
 8 Rojo/Negro
 7 Azul
 6 (Vacío)
 5 Blanco/Marrón
 4 Negro
 3 Blanco
 2 Verde
 1 Rojo



- DF - FUSIBLE DE VOLTAJE DIFERENCIAL
 DHR - REPOSICION DE LAS MANECILLAS DE ARRASTRE
 EST - TERMINALES DE FUENTE EXTERNA
 HSL - INTERRUPTOR SOSTENIDA INFERIOR
 HSR - INTERRUPTOR SOSTENIDA ELEVAR
 IRS - INDICADOR REAJUSTADO SOLENOIDE (INDICADOR DE POSICION)
 JBB - CAJA DE CONEXIONES, TARJETA EN LA TAPA
 LLS - INTERRUPTOR DE LIMITE INFERIOR (INDICADOR DE POSICION)
 MC - COMPENSADOR DEL MOTOR
 MF - FUSIBLE DEL MOTOR
 MOV - PARARRAYO DE OXIDO METALICO
 NL - LUZ NEUTRO
 NLC - COMPENSADOR DE LUZ NEUTRO
 NLS - INTERRUPTOR DEL LA LUZ NEUTRO
 PD - ARTIFICIO POTENCIAL DE ABRIR
 PF - FUSIBLE DEL PANEL
 PS - INTERRUPTOR DE ALIMENTACION
 RCT - CORRECCION DE RAZON DEL TRANSFORMADOR
 RLS - INTERRUPTOR DE LIMITE ELEVAR (INDICADOR DE POSICION)
 SD - ARTIFICIO DE CORTADO DEL CORRIENTE
 TB - LA TARJETA DE TERMINALES DEL CONTROL
 TCB - LA TARJETA DEL CAMBIADOR DE TOMAS
 VDIFF - VOLTAJE DIFERENCIAL
 VM - VOLTAJE DEL MOTOR
 VS - VOLTAJE DE SENTIDO
 VTT - VOLTAJE DE TERMINALES DE PRUEBA

Figura 6-2. Ilador VR-32 y control con diagrama de conexiones del transformador de potencial diferencial.



* El conductor de voltaje del motor puede estar conectado de fábrica en RCT₁-127 o RCT₁-120.

Nota: Las porciones del gráfico mostradas en un cuadro de pequeños guiones ("—") están localizadas en el tanque del regulador.

Las porciones del gráfico mostradas en un cuadro de trazos y puntos ("—·—") están localizados en la tarjeta de circuito.

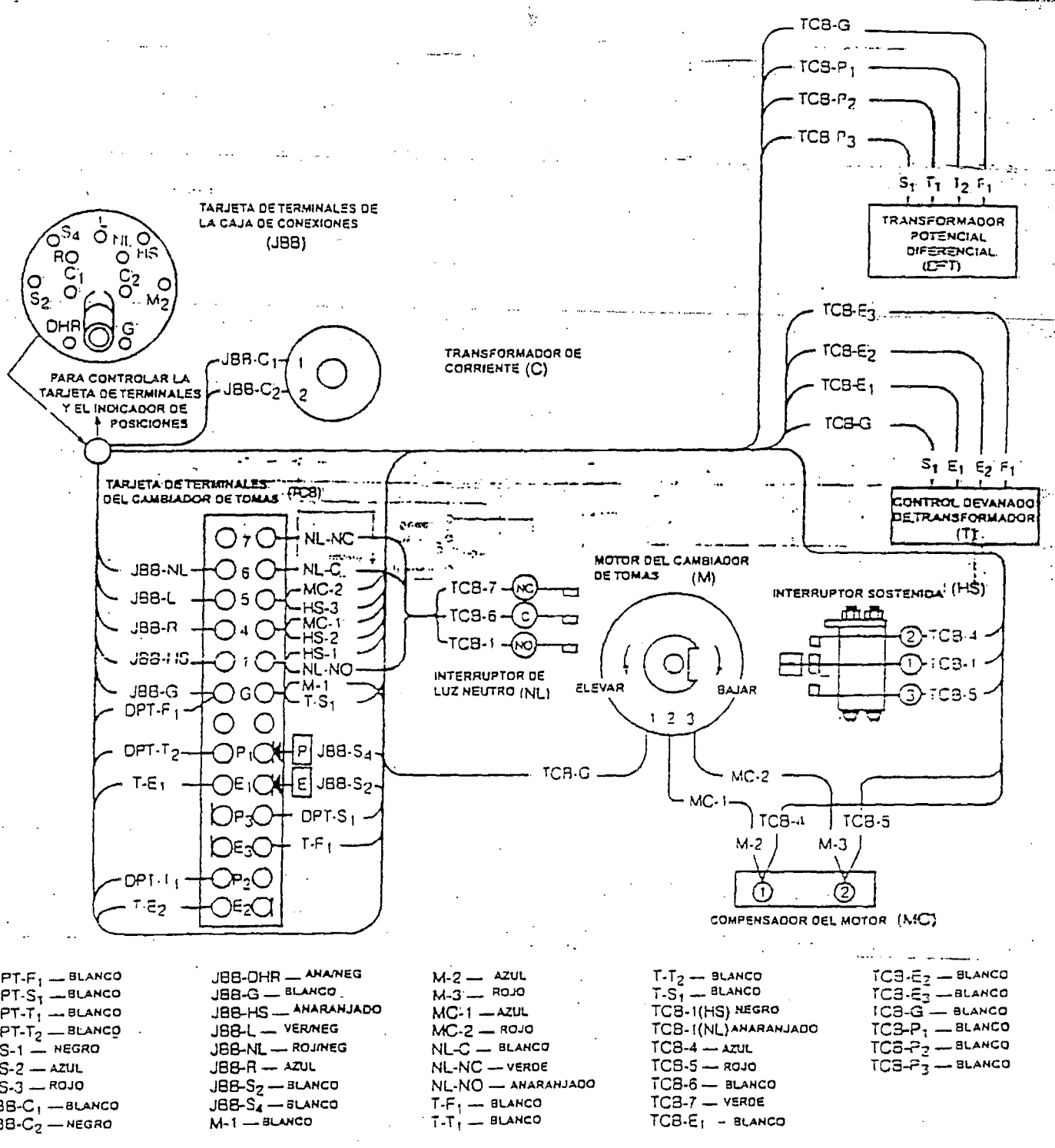


Figura 6-3. Conexiones internas típicas de regulador con cambiador de tomas de toma de resorte y devanado serie en lado fuente, con transformador potencial de diferencial.

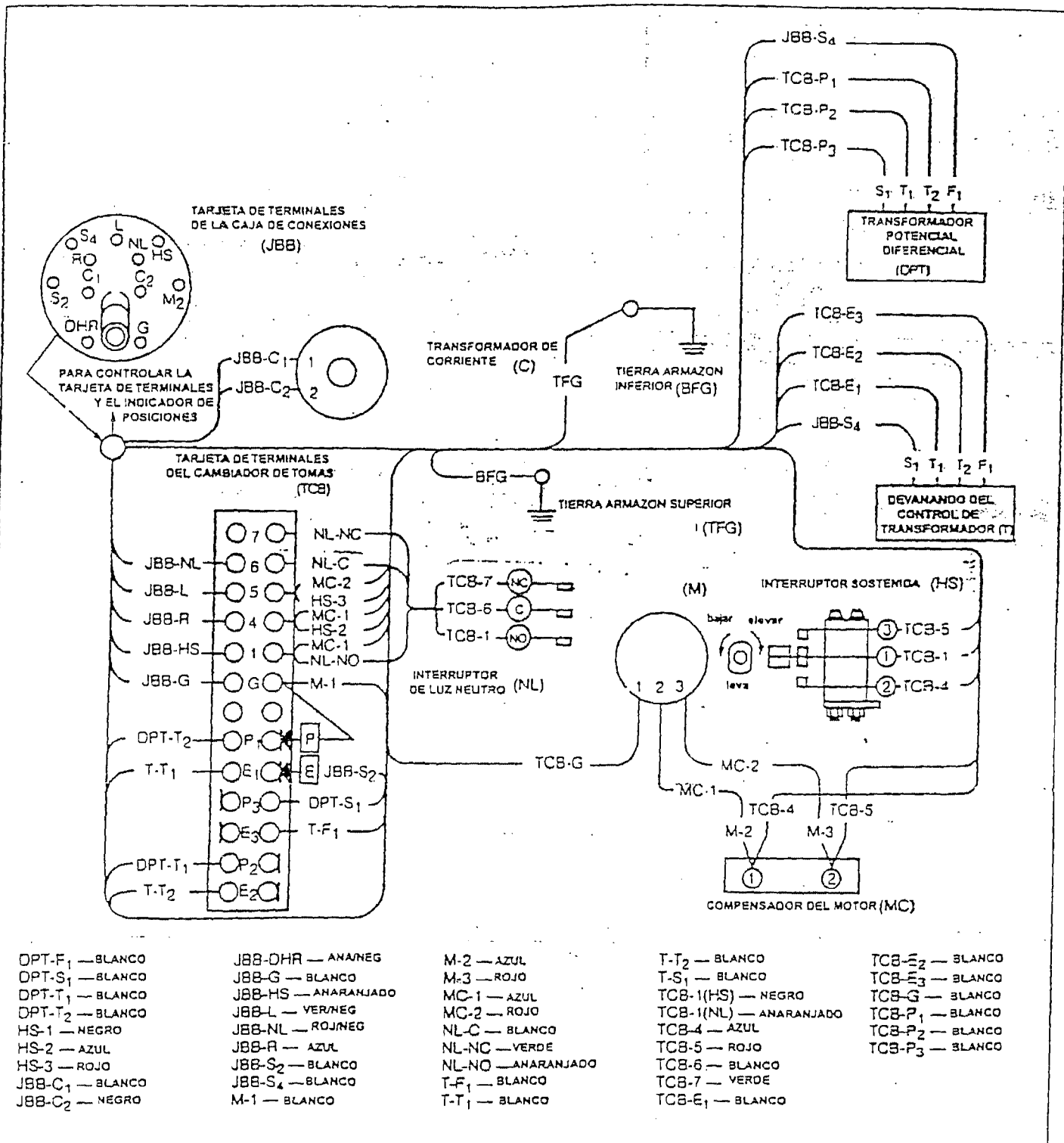


Figura 6-4. Conexiones internas típicas de regulador con cambiador de tomas de impulsión directa y devanado serie en lado carga, con transformador potencial de diferencial.

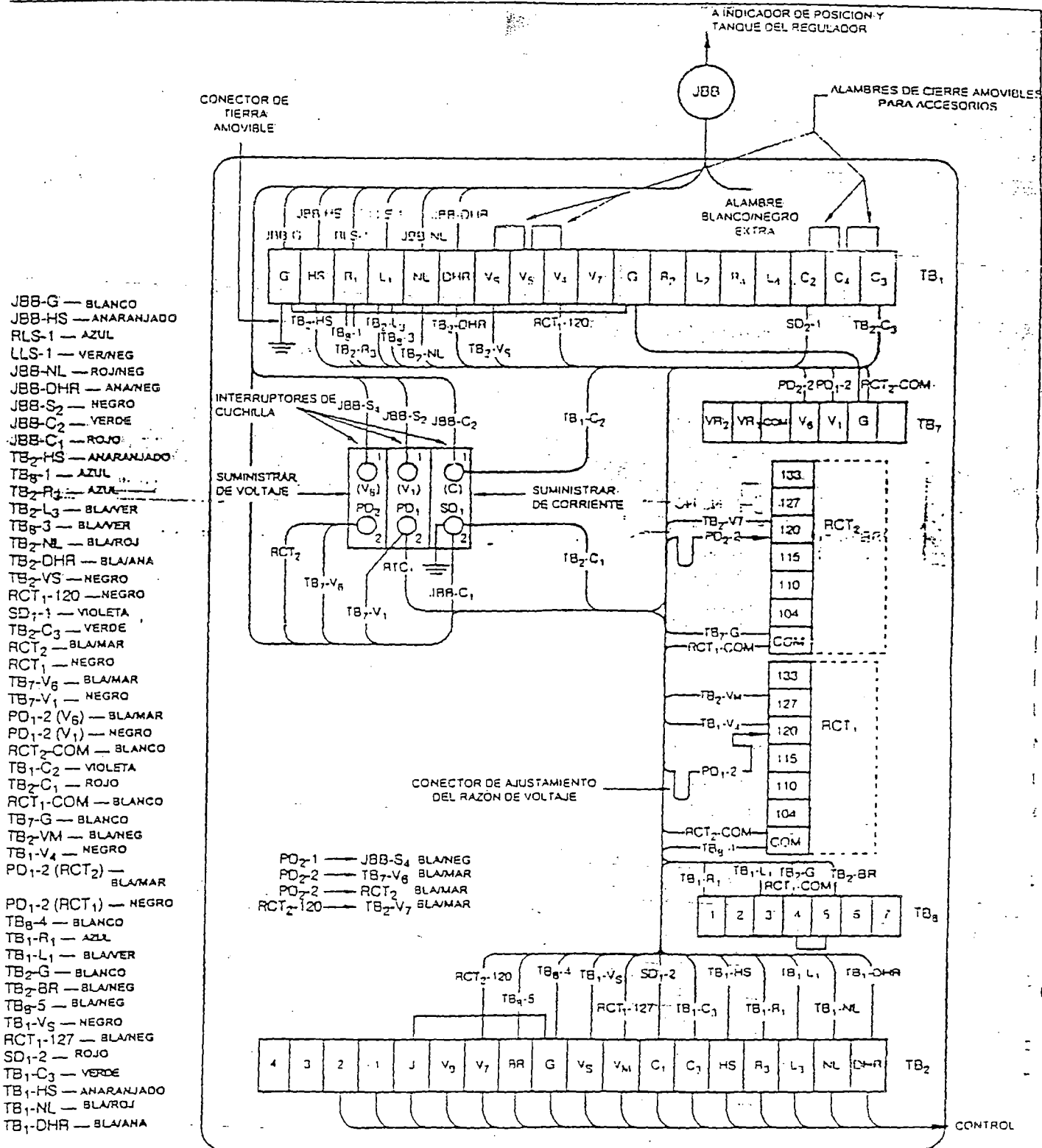


Figura 6-5.
Circuito de señal del panel posterior.

Accesorios

ENSAMBLE DEL CALENTADOR

El ensamble del calentador controlado termostáticamente (Figura 7-1) se usa mejor en áreas de alta humedad.

El ensamble del calentador contiene un interruptor de palanca on-off (encendido-apagado). En la posición de encendido (on), el termostato en el ensamble del calentador encenderá el calentador cuando la temperatura esté bajo los 85° F y cuando la temperatura exceda 100° F. Para mayores detalles refiérase a S225-10-1 Suplemento 2.

LECTOR DE DATOS

El Lector de datos manual opcional permite al operador copiar todos los parámetros del código de función desde el control para transferencia a un computador (ordenador) personal. La operación del control no se afecta por el Lector de Datos.

El lector de datos puede almacenar 100 lecturas meter pac, 100 lecturas del control CL-4B/C, 25 lecturas del control CL-5A y 20 lecturas del control F4C antes de que la memoria tenga que ser limpiada.

Vea la Tabla 3-1, página 3-1 para parámetros copiados al lector de datos desde el control.

Paquete de Lector de Datos y Software

El paquete del lector de Datos y Software incluye el lector de datos, el cable desde el Lector de Datos al control, el cable desde el Lector de Datos al PC, el software del Lector de Datos y documentación. El software de respaldo para no evitar su reproducción en un computador personal IBM compatible con DOS 2.1 o más alto. El software permite al operador realizar las siguientes funciones:

1. Descargar la información desde el Lector de Datos a la base de datos del software.
2. Borrar la memoria del Lector de Datos.
3. Examinar (scan) la información en el monitor.
4. Imprimir informes.
5. Transferir información a otra base de datos.

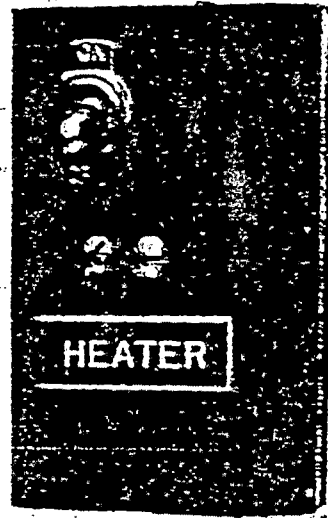


Figura 7-1.
Calentador.

Ensamble del Lector de Datos

El ensamble del Lector de Datos consiste en el Lector de Datos y el cable desde el Lector de Datos hasta el control. (Vea la Figura 7-3).

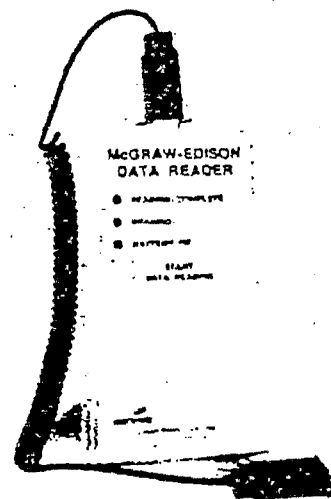


Figura 7-3.
Ensamble del Lector de Datos.

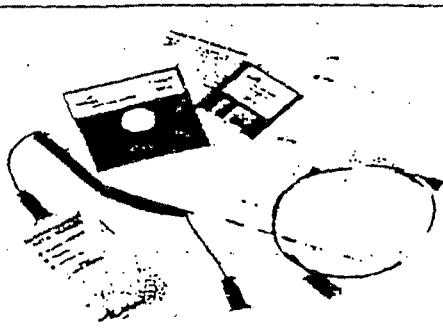


Figura 7-2.
Paquete de Lector de Datos y Software

PROGRAMA DE INTERFACE CL-5

Un programa de interfase basado en PC está disponible, lo cual permite al usuario realizar las siguientes funciones a través de un Puerta de Datos del Control CL-5A o CL-4C:

1. Descargar la información desde el control.
2. Reajustar valores mínimos y máximos de posición de toma y de medición.
3. Cargar las configuraciones seleccionadas.

El programa también tolera comunicación usando protocolo de DATOS CPS 2179 o DATOS 2000 a través del canal de comunicaciones del control CL-5A o del control CL-4C.

Cuando se comunique tiempo presente en esta manera, todas las operaciones mencionadas anteriormente pueden ser ejecutadas, además, se puede activar la reducción de voltaje, se puede inhibir la operación automática, y el motor del cambiador de tomas puede ser subido o bajado.

COMUNICACIONES DIGITAL

Esta función incluye completa medición en remoto y capacidad de operación en tiempo presente. Usando esta característica, toda medición y cambio de parámetros, incluyendo todas las opciones, pueden ser controladas por control remoto. Las capacidades de remoto adicionales incluyen la habilidad de desviar (TAP) hacia arriba o hacia abajo un número específico de tomas y la habilidad de determinar el estado de actividad local. Las comunicaciones digitales requieren que se anexe una tarjeta de interface al panel posterior.

RELÉ SCADA Y BLOQUEO TERMINAL

Para operación SCADA (control remoto del cambiador de tomas), como se muestra en la Figura 4-15, página 4-10, están disponibles un rele SCADA opcional y un ensamble de bloqueo terminal. (Vea la Figura 7-4.)

CABLE DE CONTROL PARA MONTAJE REMOTO

Para montaje remoto del gabinete de control, cables extendidas son disponibles en incrementos de 1.52m empezando con 4.57m y más largas.

ACCESORIO DE VENTILADOR DE ENFRIADO

Los reguladores de voltaje 250 kVA y mayores pueden estar equipados con un ventilador de enfriado. El enfriado aumenta la capacidad de carga del regulador en un 25%. Se requieren condiciones especiales en los reguladores que usan ventilador de enfriado. Por lo tanto, el regulador debe ser pedido con ventilador de enfriado o con disposiciones para agregar un ventilador de enfriado. El instalar ventiladores de enfriado nivelados al radiador tipo plato se lleva a cabo usando pernos T que aseguran el ventilador de enfriado al banco de los radiadores.

La operación automática del ventilador es controlada por un termómetro que posee un interruptor termal que hará rotar el ventilador de encendido (on) o apagado (off) cuando la temperatura del aceite superior alcanza límites de temperatura predeterminados. El interruptor termal tiene un límite superior ajustable desde 80° C a 110° C. El diferencial desde paso de corriente o corte de ella es 6° C a 10° C. El interruptor termina cuando se activa por la temperatura o se desactiva por la temperatura, indica un relé que enciende o apaga el ventilador.



Figura 7-4.
Relé SCADA y bloqueo terminal.

Piezas de Repuesto

INFORMACIÓN DE PEDIDO

Cuando solicite piezas de repuesto o accesorios de instalación en terreno para su regulador de paso-voltaje McGraw Edison, proporcione la siguiente información:

1. Número de serie del regulador (que se encuentra en la placa).
2. Número del catálogo del regulador (para unidades anteriores a 1981, que se encuentra en la placa).
3. Número de la pieza (desde el Manual de Piezas*).
4. Descripción de cada parte.
5. Cantidad de cada pieza que se necesite.

* Está disponible una completa lista de piezas de repuesto, denominada Manual de Piezas del Regulador de Voltaje. El manual cubre piezas para reguladores VR-32 y reguladores Auto-booster fabricados desde 1981.

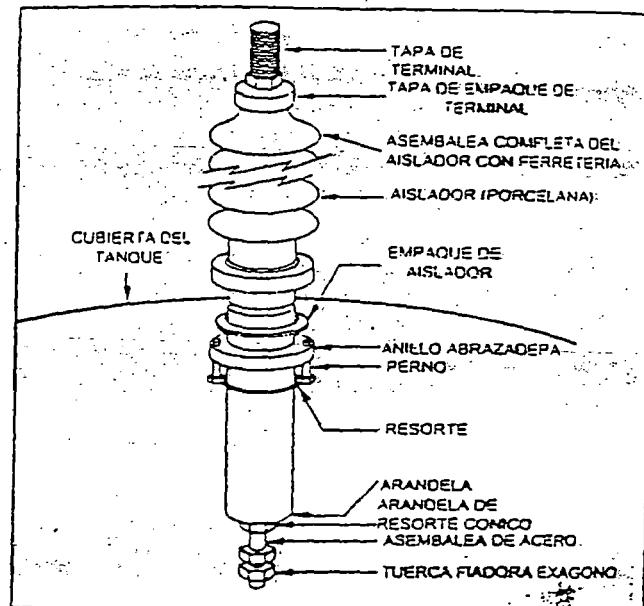


Figura 8-1.
Bushing de alto voltaje.

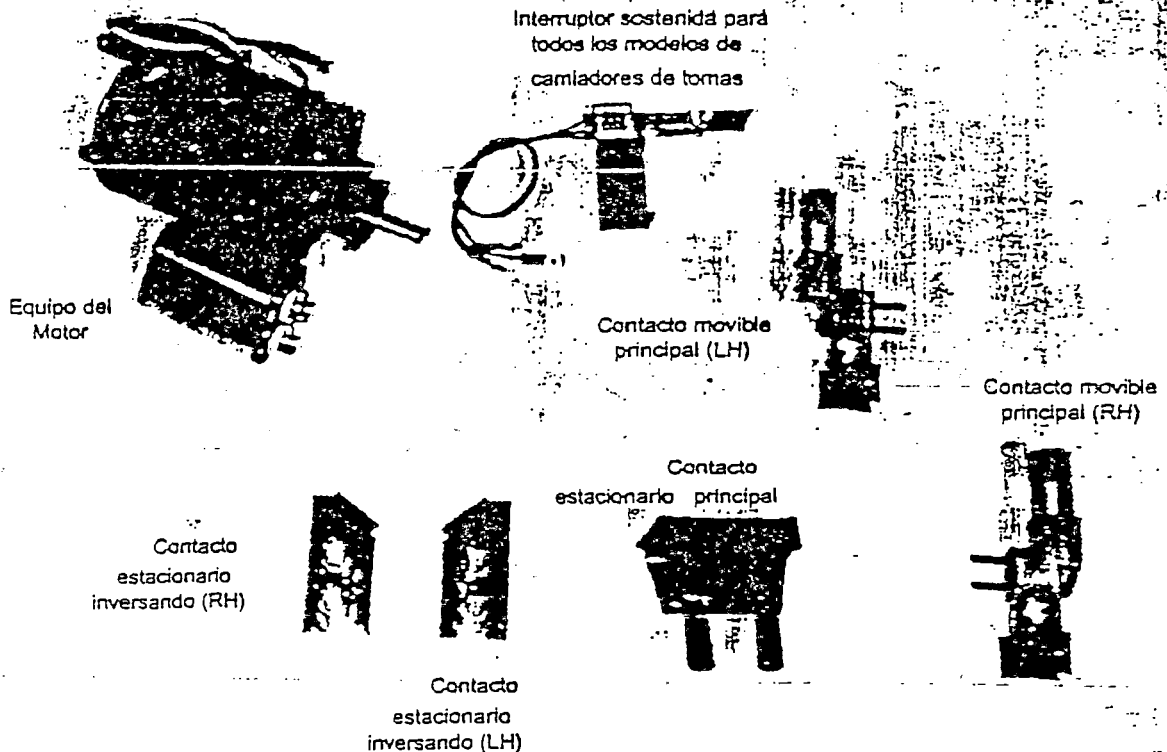


Figura 8-2.
Piezas de repuesto para cambiadores de toma de resorte 928D y 170C.

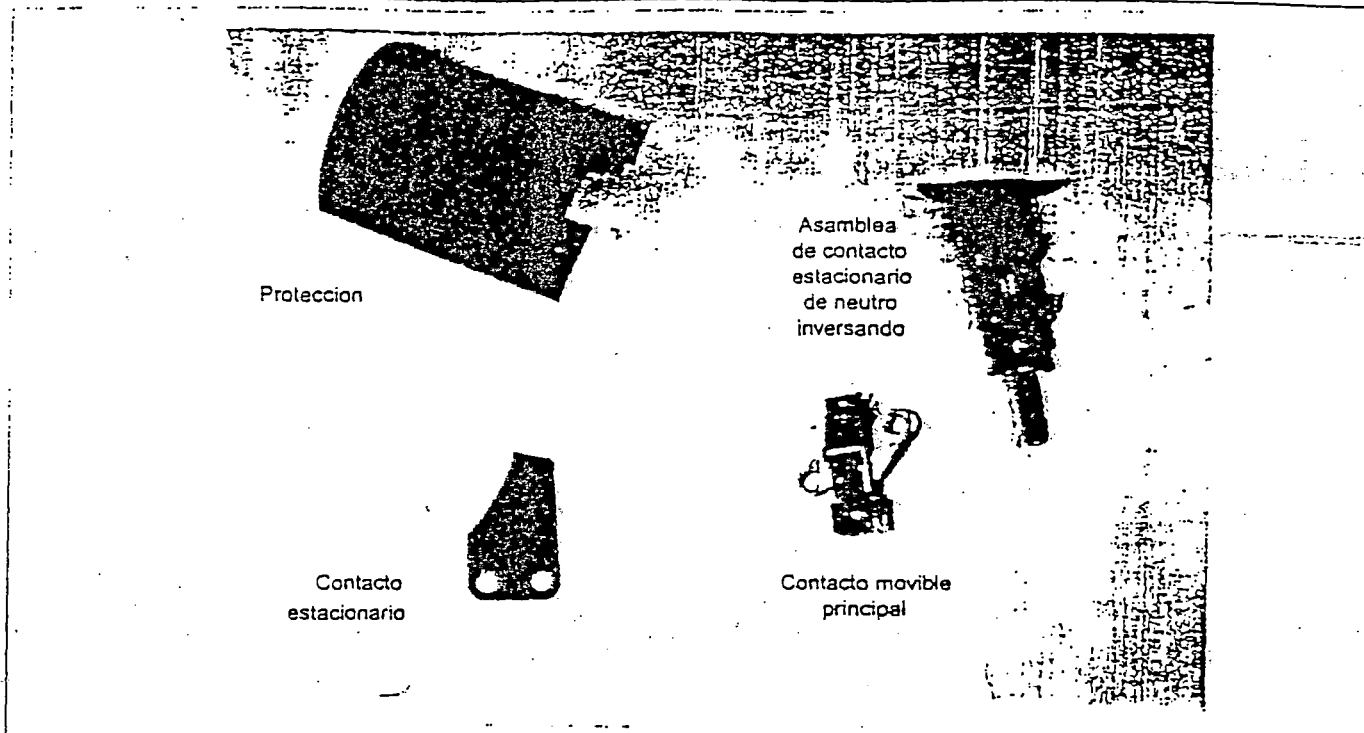


Figura 8-3.
Piezas de repuesto para cambiadores de tomas de impulsión directa 770B.

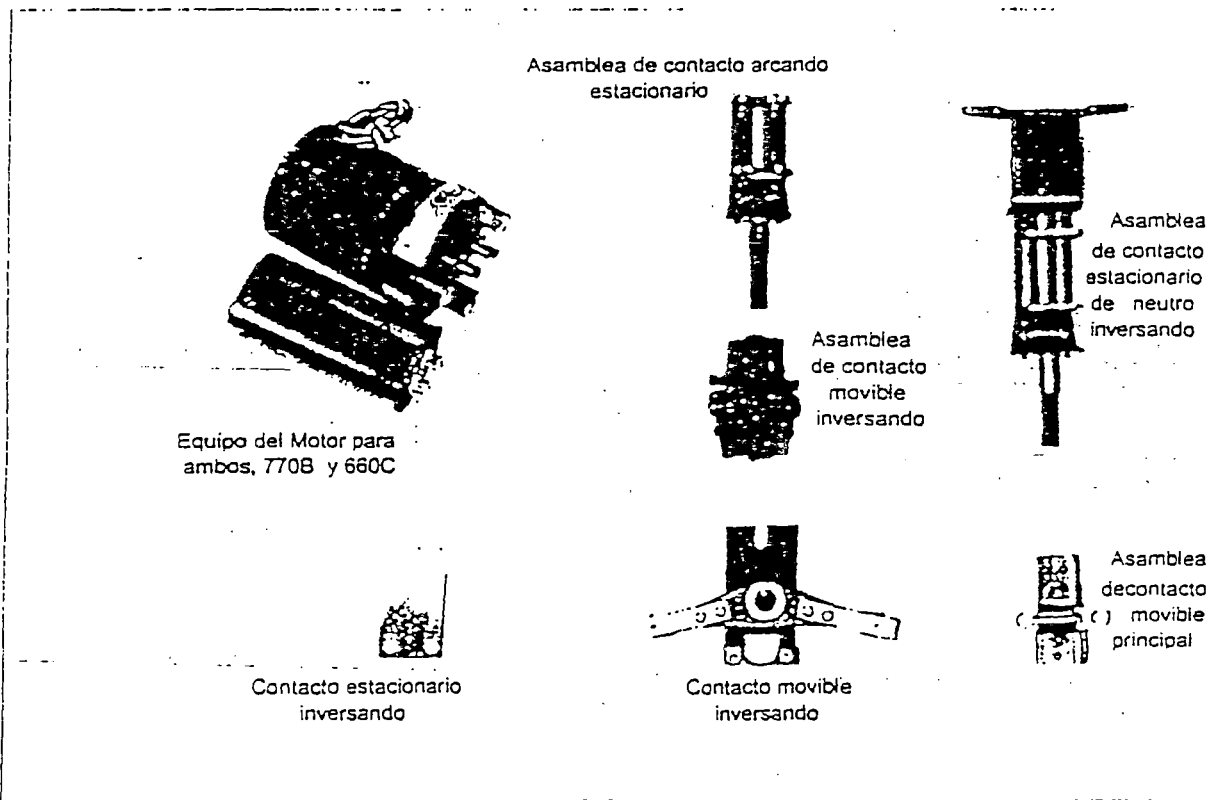


Figura 8-4.
Piezas de respuesto para cambiadores de tomas de impulsión directa 660 C.

ndice

	Sección-Página-Número		Sección-Página-Número
Características/Función ADD-AMP	1-14, 2-6	Fuente Externa	14, 2-3
Características/Función	1-13 a 1-15	REPROBADO (FAIL)	2-5
Características/Función	7-11	Falta	Vea REPROBADO
Características/Función	7-3, 3-6	Ventilador de Enfriamiento	7-2
Características/Función	1-17	Funciones Remolque VR 32	1
Características/Función	1-16	Calibración del Círculo	1-6
Características/Función	1-11	Versión Firmware	3-11
Características/Función	1-13	Esquema de Ventas Empalmado (VR)	3-11
Características/Función	3-13, 4-10 a 4-11	Frecuencia	7-3
Características/Función	2-4	Panel Frontal	2-2 a 2-3
Características/Función	Posterior	Características	1-11
Características/Función	1-3	Remolque	1-11
Características/Función	6-10	Características	4-2 a 4-15
Características/Función	2-4	Lista	3-1, 9-3
Características/Función	3-11	Método de Bateria de Función	2-6
Características/Función	3-10	Fusibles	1-19, 2-3
Características/Función	2-7, 3-2, 3-9	Handshake	3-11
Características/Función	4-5 a 4-6	Armónicos	3-4
Características/Función	3-13	Calentador	7-1
Características/Función	1-3 a 1-4	Interruptor de alimentación sostenida	1-20, 2-4
Características/Función	7-2	I.D., Regulador	3-8
Características/Función	3-9, 4-1	Inspección	1-11
Características/Función	1-9, 3-8 a 3-9, 6-4 a 6-5	Periódica	1-11
Características/Función	2-7	Pre-instalación	1-1
Características/Función	1-20	Recepción	1-1
Características/Función	1-20	Instalación	1-1
Características/Función	1-16 a 1-17	Interfaz	4-11
Características/Función	1-18	Física	4-11
Características/Función	3-9, 4-1	Taneta	4-11
Características/Función	4-6 a 4-7	Programa de Interfaz	4-12, 7-2
Características/Función	3-10 a 3-12	Construcción Interna	1-16 a 1-17
Características/Función	3-10 a 3-12	Diferencia T.P. Interno	4-1
Características/Función	3-10	Terminales de Toma Internos	8
Características/Función	4-11 a 4-12, 7-2	Caja de conexiones	2, 6-3 a 6-5
Características/Función	3-2	Panel de Teclas	2-3
Características/Función	2-7, 3-8	kVA	3-4 A 3-5, 3-7
Características/Función	5-2	kW	3-4 a 3-5, 3-7
Características/Función	2-11	kvar	3-3 a 3-5, 3-7
Características/Función	2-1, 2-7	Anunciador LCD	2-6
Características/Función	2-1	Interruptores Límites	1-13 a 1-14, 6-5
Características/Función	2-1 a 2-3	Compensación de Caída de Línea	2-7, 3-2, 3-9
Características/Función	2-7, 3-8	Caracteres de línea Sincronizada	3-12
Características/Función	2-4	Modularidad Local (VR)	1-6
Características/Función	1-4 a 1-7	Modularidad de Bloqueo en Unidireccional	1-4
Características/Función	1-11	Modularidad de Bloqueo en Inverso	4-4
Características/Función	1-11	Mantenimiento	1-11 a 1-12
Características/Función	1-4 a 1-7	Operación Manual	2-4
Características/Función	2-1	Reajuste Master	7-7
Características/Función	1-15, 2-8, 3-8	Medición	3-2 a 3-4, 4-1
Características/Función	3-9, 6-5	Instantánea	3-5 a 3-7, 4-1
Características/Función	Vea Recuperación de Datos	Registro de Mediciones del Perfil	4-2
Características/Función	2-3, 3-10, 4-12	Reajuste de Medición	3-7
Características/Función	4-12, 7-1	Motor	5-7
Características/Función	4-12	Círculo del Motor	1-20
Características/Función	Vea Calendario	Placa	1-6
Características/Función	1-10	Modularidad Neutro en Vacío	4-6
Características/Función	1-7, 2-8	Luz del Neutro	1-10
Características/Función	3-8	Posición del Neutro	1-10
Características/Función	2-5, 3-15	Acere	1-11
Características/Función	4-1	Características	1-11
Características/Función	4-11 a 4-12, 7-2	Mantenimiento	1-7
Características/Función	1-3	Método de un Toque	2-6
Características/Función	2-5, 3-2	Operación	2-1
Características/Función	2	Automática	2-1
		Manual	2-1
		Revisión Operacional (Control y Regulador)	1-27
		Razon T.P. Total	1-20, 2-8, 3-6
		Parámetros	Vea Códigos de Funciones
		Palabra de acceso	Vea Código de Funciones
		Puesta en Marcha	1-7
		Indicador de Posición	1-13 a 1-15, 6-4
		Reajuste del Transformador de Potencial	Vea Razon T.P. Total Energía
		Calculos	3-2
		Flujo Inverso	Vea Potencia Inversa

Voltage Regulators



Cooper Power Systems

McGraw-Edison® VR-32 Regulator Control Heater Part No. 9000: Installation and Parts Replacement Instructions

Service Information

S225-10-12

INTRODUCTION

These installation, maintenance and parts replacement instructions apply to part number 9000 McGraw-Edison control heater accessory (Fig. 1) used with a McGraw-Edison® CL-2A, CL-4C or CL-5A voltage regulator control.

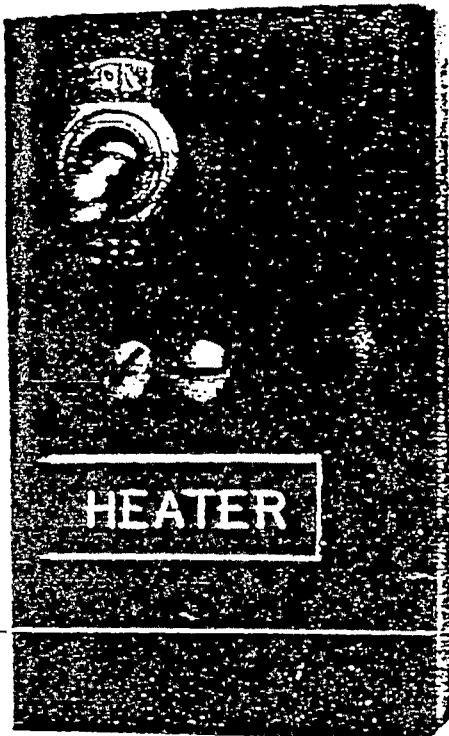


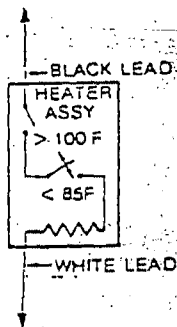
Figure 1.
Thermostatically controlled heater assembly.

The heater can be manually turned ON or OFF by means of the toggle switch located on the heater assembly. In the ON position, the thermostat located in the heater assembly will energize the heater when the temperature falls below 85°F. The thermostat turns the heater off when the temperature exceeds 100°F. Figure 2 is the schematic diagram of the heater and its connection to the regulator control.

Only trained and experienced personnel should install or operate this equipment.

These instructions are written to assist such personnel, and are not intended to replace proper training and experience. If additional information is required, please contact your Cooper Power Systems representative.

To TB2-VM



To TB2-G

Figure 2.
Schematic diagram.

WARNING/DANGER ALERTS

Warning/Danger alerts in this manual describe hazardous situations that may cause death and/or personal injury if the instructions in the Warning/Danger alerts are not followed. Warning/Danger alerts are highlighted as follows:

WARNING/DANGER A Warning/Danger alert describes a hazardous situation that may cause death and/or personal injury and gives instructions on how to avoid death and/or personal injury.

CAUTION ALERTS

Caution alerts in this manual describe hazardous situations that may cause personal injury and/or property damage if the instructions in the Caution alerts are not followed. Caution alerts are highlighted as follows:

CAUTION A Caution alert describes a hazardous situation that may cause personal injury and/or property damage and gives instructions on how to avoid personal injury and/or property damage.

INITIAL INSPECTION

Each field installed McGraw-Edison® No. 9000 heater is shipped in a carton designed to protect the unit from in-transit damage. Immediately upon receipt of a heater:

- Thoroughly inspect the housing and the wiring to make sure the heater is in good condition.
- If initial inspection reveals damage or evidence of rough handling in transit, immediately file a claim with the carrier and notify your Cooper representative.

CAUTION Do not install a damaged heater. A damaged heater can cause fuse blowing.

These instructions do not claim to cover all details or variations in the equipment, procedure, or process described, nor to provide directions meeting every possible contingency during installation, operation or maintenance. When additional information is desired to satisfy a problem not covered sufficiently for the user's purpose, please contact your Cooper Power Systems representative.

INSTALLING HEATER IN A L-2A, CL-4C OR CL-5A CONTROL ENCLOSURE

To install a heater in a control enclosure:

Open the front panel to gain access to the rear panel by:

A. Loosening the knurled captive screws on the left of the front panel.

B. Swing the front panel out.

CAUTION Open the V₁ knife switch and V₆ knife switch if present, and close the C knife switch to de-energize the control before installing the heater accessory.

De-energize the control by:

A. Opening the V₁ disconnect knife switch.

B. Opening the V₆ disconnect knife switch if present.

C. Closing the C knife switch.

Using two-6-32 x 3/4 in. machine screws, mount the heater to the tapped holes on the rear panel.

Refer to Figure 2 and wire the heater to Terminal Board TB2 by:

A. Connecting the white lead to TB2-G.

B. Connecting the black lead to TB2-VM.

5. Energize the control by:

A. Opening the C knife switch.

B. Closing the V₆ disconnect knife switch if present.

C. Closing the V₁ disconnect knife switch.

6. Activate the heater by placing the ON/OFF toggle switch on the front of the heater in the ON position.

NOTE: In the ON position, the thermostat turns the heater on when the temperature falls below 85°F and turns the heater off when the temperature exceeds 100°F.

7. Close the control front panel by:

A. Swinging the front panel back into place.

B. Tightening the knurled captive screws on the left side of the front panel to hold the panel securely in place.

The control - with thermostatically controlled heater - is now in service.

Table 1 and Figure 3 locate and list replacement parts.

TABLE 1
Heater Assembly (part code 9000)
Parts Description

Item No.	Description	Part Code No.
1	Resistor	9001
2	Thermostat	9002
3	Switch	9003

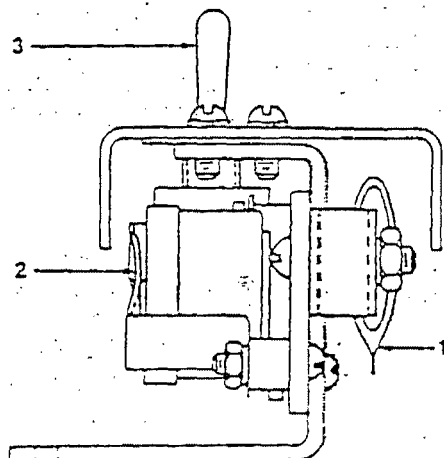


Figure 3.
Heater assembly replacement parts location. For part description and part number, see Table 1.

COOPER

Cooper Power Systems

ANEXO 6

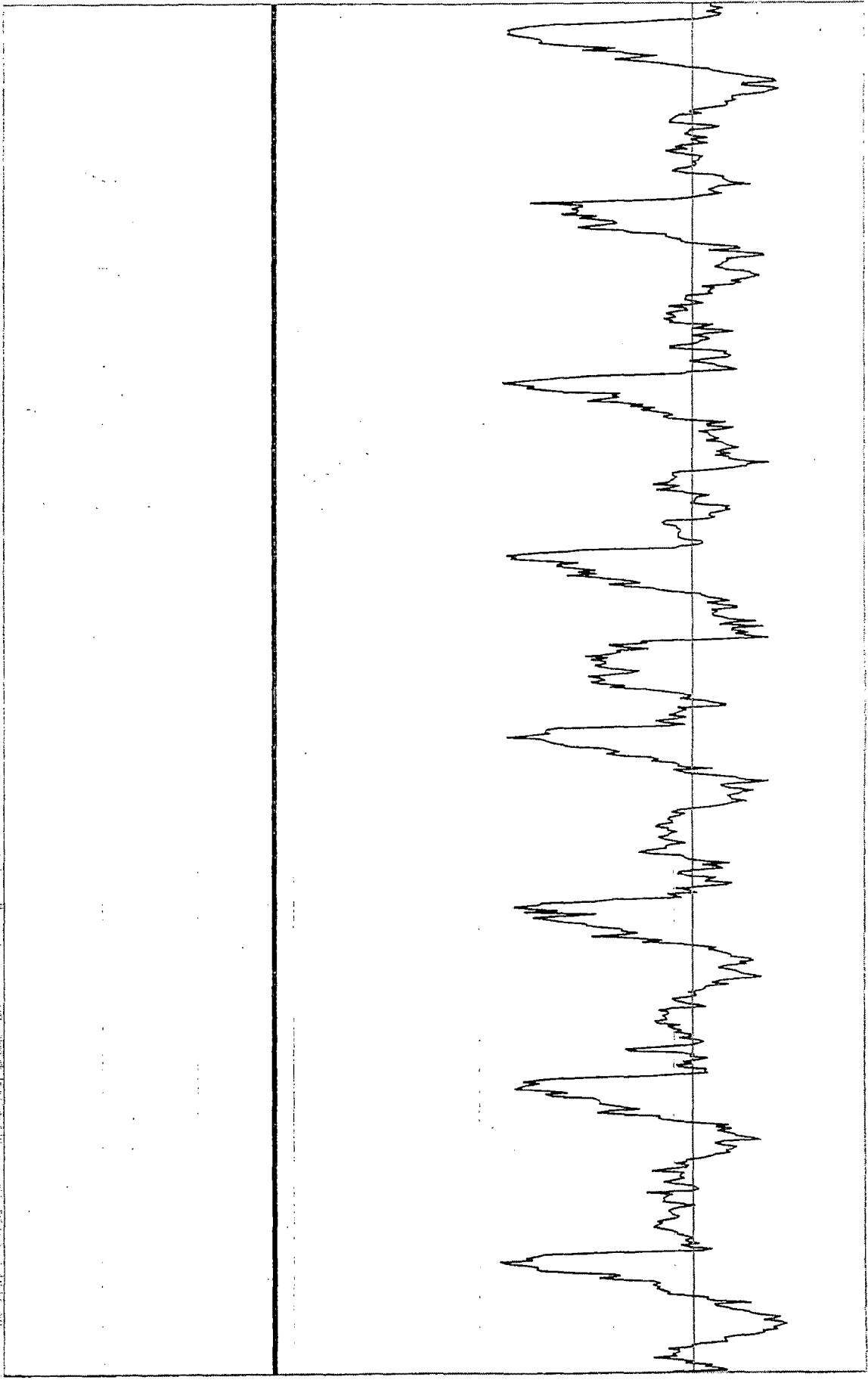
- Medición y Topología del suministro 513330 y 197450
- Reporte de cálculo de penalizaciones utilizando el Módulo de Tensión del suministro 719050

DIAGRAMA DE TENSION SUMINISTRADO 5133330

VOLTIOS

240
235
230
225
220
215
210
205
200
195

16:00
20:45
01:30
06:15
11:00
15:45
20:30
01:15
06:00
10:45
15:30
20:15
01:00
05:45
10:30
15:15
20:00
00:45
05:30
10:15
15:00
19:45
00:30
05:15
10:00
14:45
19:30
00:15
05:00
09:45
14:30
19:15
00:00
04:45
09:30
14:15
19:00
23:45
04:30
09:15



— V-Med R
— Vmax
— Vmin

DEL 14/03/2001 AL 22/03/2001 HORAS

DIAGRAMA DE TENSION SUMINISTRADO 513330

VOLTIOS

235

230

225

220

215

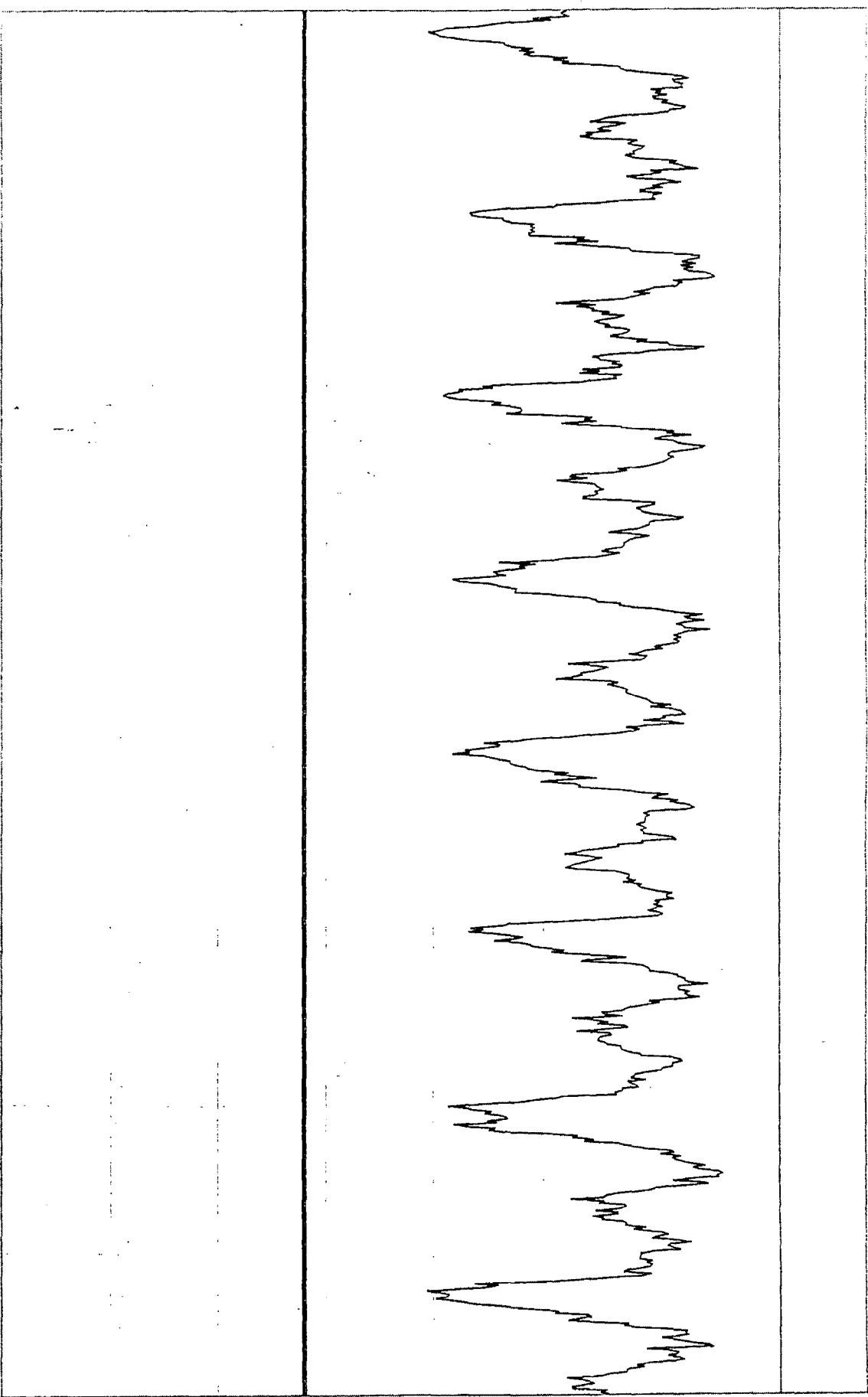
210

205

200

195

16:30
21:15
02:00
06:45
11:30
16:15
21:00
01:45
06:30
11:15
16:00
20:45
01:30
06:15
11:00
15:45
20:30
01:15
06:00
10:45
15:30
20:15
01:15
05:45
10:30
15:15
20:00
00:45
05:30
10:15
15:00
19:45
00:30
05:15
10:00
14:45
19:30
00:15
05:00
09:45



DEL 14/08/2001 AL 22/08/2001 HORAS

— V-Med R
— Vmax
— Vmin

DIAGRAMA DE TENSION SUMINISTRADO 197450

VÓLTIOS

240

230

220

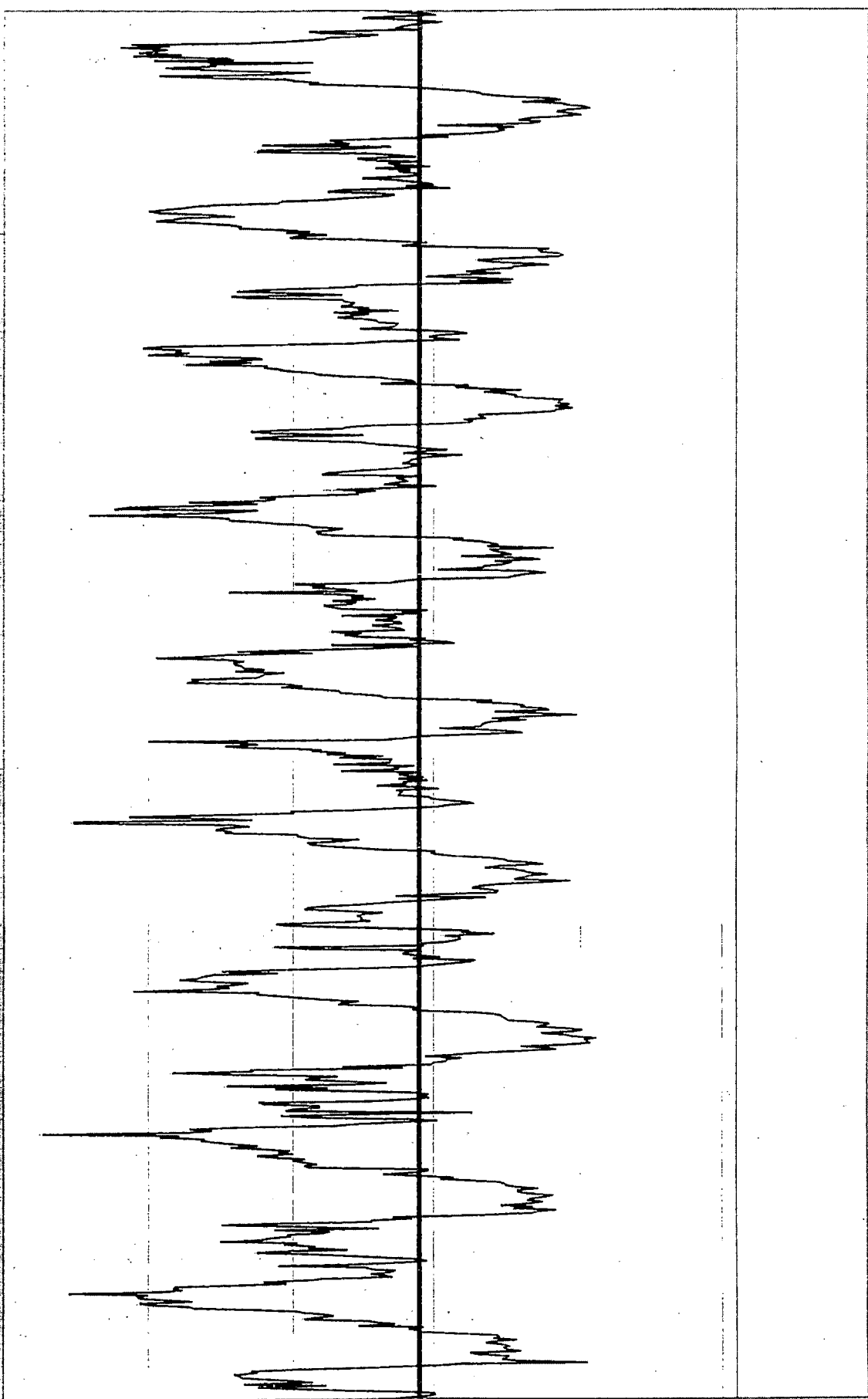
210

200

190

180

13:15
18:45
00:15
05:45
11:15
16:45
22:15
03:45
09:15
17:00
22:30
04:00
09:30
15:30
21:00
02:45
08:00
13:30
19:00
00:30
06:00
11:30
17:00
22:30
04:00
09:30
15:00
20:30
02:00
07:30
13:00
18:30
00:00
05:30
11:00
16:30
22:00
03:30
09:00



— V-Med R
— Vmax
— Vmin

DIAGRAMA DE TENSION SUMINISTRO 197450

VOLTIOS

235

230

225

220

215

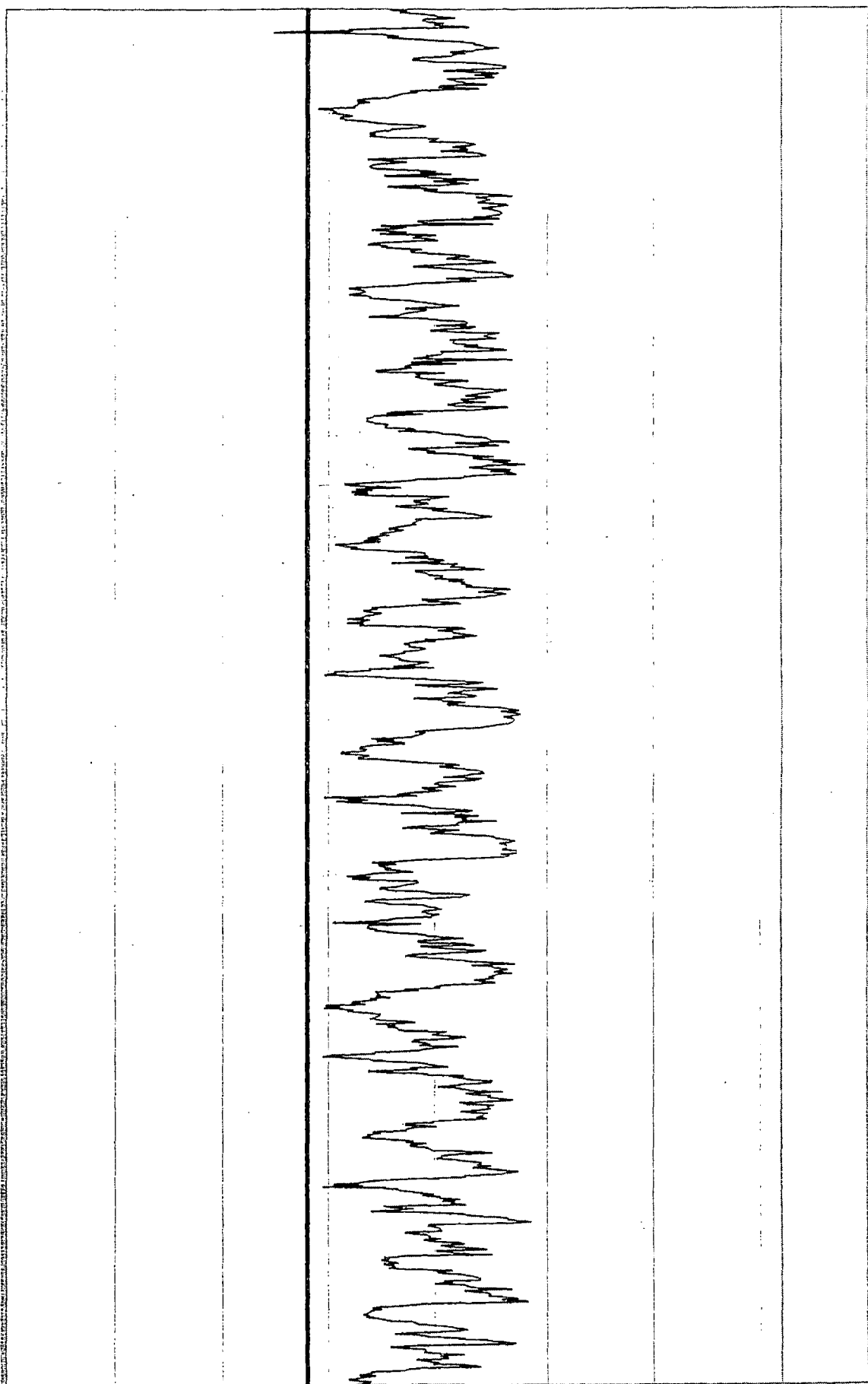
210

205

200

195

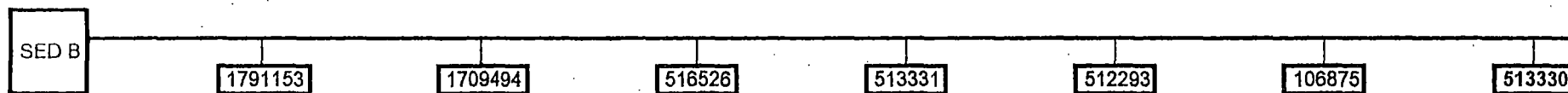
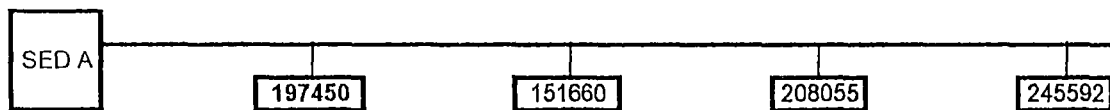
14:45
21:15
03:45
10:15
16:45
23:15
05:45
12:15
18:45
01:15
07:45
14:15
20:45
03:15
09:45
16:15
22:45
05:15
11:45
18:15
00:45
07:15
13:45
20:15
03:00
09:15
15:45
22:15
04:45
11:15
17:45
00:15
06:45
13:15
19:45
02:15
08:45
15:15
22:00
04:15



— V-Med R
- - - Vmax
... Vmin

DEL 20/09/2001 AL 01/10/2001 HORAS

CADENA ELECTRICA DE LOS SUMINISTROS 197450 Y 513330



SUBGERENCIA CALIDAD DE SERVICIO

Fecha de Emisión

04/05/2001

Período de Medición : 01/02/2001
 Cliente Medido : 719050 QUEVEDO LONZOY, FRANCISCO
 Medidor : ED220041 Marca : CAVA - 251 Nro. Serie : 300935347

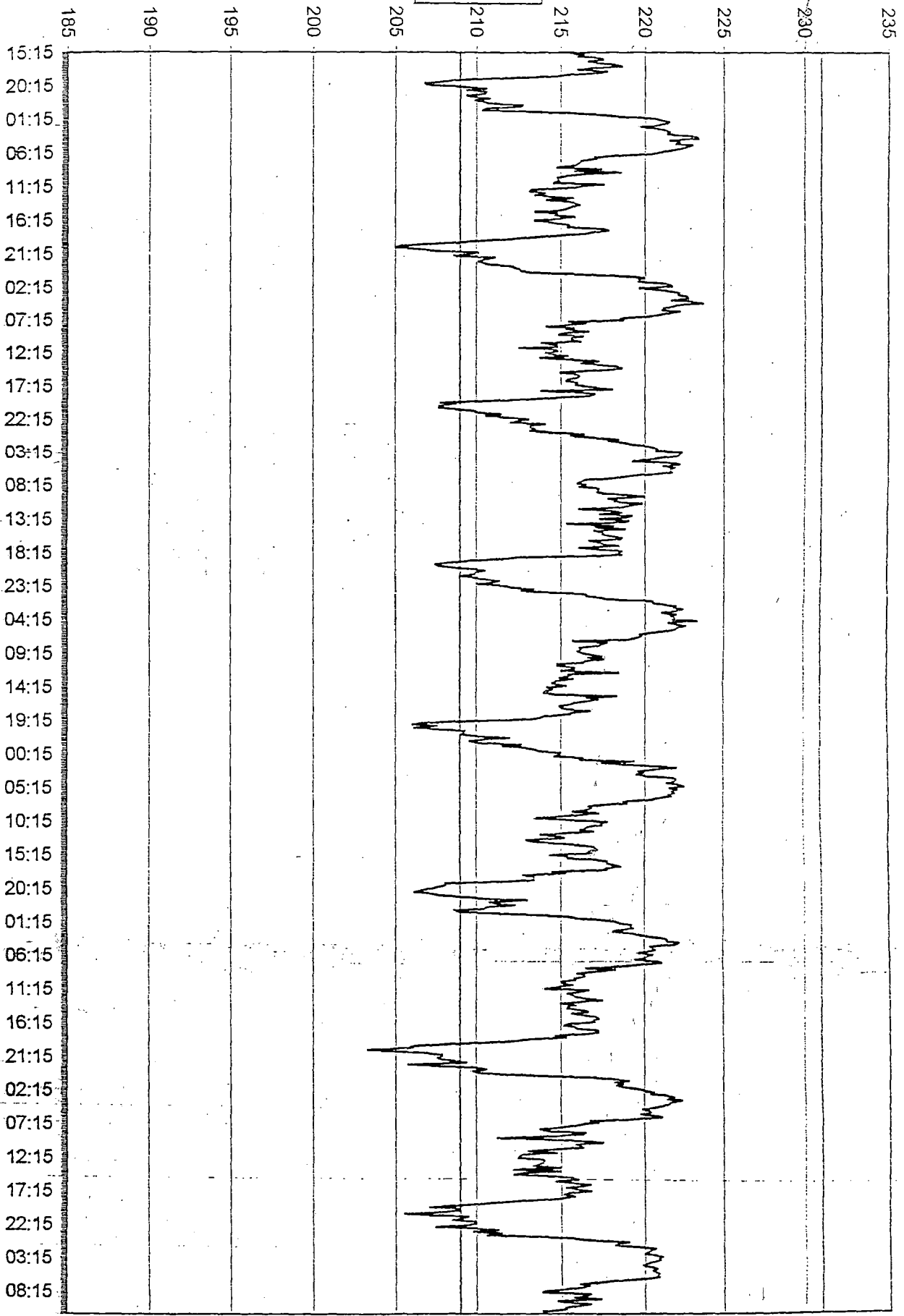
Instalado el :

Cliente Bonificado	P.Comp.	Aguas	Consumo (KWh)	Bonificación (US\$)
595656 SOTO B ISAIAS	2001-02	AB	97.00	0.02
2 719050 QUEVEDO LONZOY, FRANCISCO	2001-02	PM	119.00	0.02
3 719051 JIMENEZ DELGADO ASTERIA	2001-02	AB	58.00	0.01
4 719052 QUISPE IDME, GUILLERMO	2001-02	AB	194.00	0.04
5 719053 LLERENA BERDEJO, MARIO	2001-02	AB	93.00	0.02
6 719054 CARDENAS V., SANTIAGO	2001-02	AB	181.00	0.04
7 719055 SANCHEZ PORTALES, VICENTE	2001-02	AB	235.00	0.05
8 719056 SILVA SOLANO JORGE	2001-02	AB	141.00	0.03
Total de Bonificación de la Lectura				\$0.22

EPEDROSA

1.00

VOLTIOS



V-Med R
Vmax
Vmin

DEL 12/02/2001 AL 20/02/2001

HORAS