



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el nuevo Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) y mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el nuevo Reglamento de Precios y Tarifas (RPT).

Que mediante Resolución SSDE N° 046/2001 de 14 de marzo de 2001, en su Artículo Primero se aprobaron transitoriamente las Normas Operativas N° 1 a la 17. En su Artículo Segundo se instruyó al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) aplicar dichas Normas Operativas en todo lo que no fuera incompatible con las disposiciones contenidas en el ROME; y en su Artículo Tercero se instruyó al CNDC revisar y actualizar las Normas Operativas, hasta el 30 de junio de 2001.

Que el CNDC mediante nota CNDC – LP 049/2005 de 7 de abril de 2005, presentó a consideración de la Superintendencia de Electricidad el Proyecto de Norma Operativa actualizada N° 8: “Sistema de Medición Comercial” aprobada por el CNDC en su sesión N° 179 de 30 de marzo de 2005, para su respectiva aprobación.

Que la Empresa Eléctrica Corani S.A. mediante nota COR/GC-0498-2005 de 14 de abril de 2005, expuso ante la Superintendencia de Electricidad sus observaciones al proyecto de Norma Operativa N° 8 del CNDC, argumentando que no existía justificación técnica para independizar los circuitos de tensión y corriente para la medición comercial, de los indicadores locales para operación de instalaciones, transductores para la operación en tiempo real y equipos de registros de fallas y perturbaciones, mientras no se sobrepase la prestación de los circuitos de medición.

Que la Superintendencia de Electricidad, mediante nota SE-1594-DMY-172/2005 de 20 de mayo de 2005, solicitó al CNDC la aclaración de la sección Condiciones Generales del Anexo 1 del Proyecto de Norma Operativa N° 8, la justificación técnica respectiva para independizar los circuitos de tensión y corriente de los circuitos que contienen indicadores locales para operación de instalaciones.

Que mediante nota CNDC – LP 068/2005 de 1° de junio de 2005, el CNDC realizó las aclaraciones solicitadas por la Superintendencia de Electricidad, señalando que no existen inconvenientes para que los circuitos de corriente para la medición incluyan indicadores para la operación de las instalaciones, mientras no se sobrepase la prestación de diseño de los transformadores de corriente.

CONSIDERANDO:

Que la Norma Operativa N° 8 presentada por el CNDC, fue revisada por la Superintendencia de Electricidad y las observaciones realizadas, se refieren esencialmente a modificaciones de forma que permiten aclarar y puntualizar la propuesta del CNDC y armonizar con las disposiciones legales y reglamentarias en vigencia.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

Que adicionalmente, en consideración a la nota CNDC – LP 068/2005 de 1° de junio de 2005, que concluye que no es obligatorio para los actuales Agentes del MEM proceder a independizar los circuitos de señales de corriente del Sistema de Medición Comercial, mientras no se sobrepase la prestación de diseño de los transformadores de corriente, se modificó el texto del párrafo cuarto de la sección Condiciones Generales del Anexo 1 del Proyecto de Norma, incluyendo dicha aclaración.

Por lo expuesto, mediante Informe DMY N° 120/2005 de 1° de junio de 2005, se verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3, inciso h) y el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establecen entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido Reglamento.

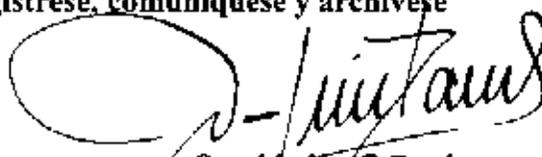
Que el Artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales conexas,

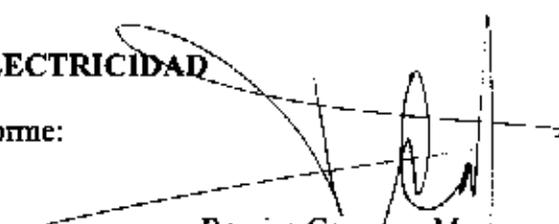
RESUELVE:

ARTÍCULO ÚNICO.- Apruébase la Norma Operativa N° 8 “Sistema de Medición Comercial”, del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus once (11) puntos y su Anexo 1, que en Anexo forma parte de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y archívese


Osvaldo Truza Zambrana
SUPERINTENDENTE INTERINO DE ELECTRICIDAD

Es conforme:


Ramiro Camargo Mereses
DIRECTOR LEGAL





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

NORMA OPERATIVA N° 8

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

1. OBJETIVOS:

Normar las características técnicas de los equipos de medición de energía eléctrica que formen parte del Sistema de Medición Comercial (SMEC) en el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano (MEM).

Normar la puesta en servicio, la operación y el mantenimiento de equipos que formen parte del SMEC.

Definir los derechos y obligaciones de los Agentes del MEM, así como de la Unidad Operativa del CNDC (UO), con respecto al SMEC.

2. ANTECEDENTES:

2.1 Ley de Electricidad: Artículo 19 inciso e)

2.2 Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico: Artículo 3 incisos g), h), i); Artículo 18 inciso f) y Artículo 20.

3. DEFINICIONES:

Las siguientes definiciones son de aplicación específica en esta Norma Operativa:

- **Medidor:** Dispositivo destinado a la medición, registro y control de parámetros eléctricos.
- **Registrador:** Dispositivo que almacena en una memoria información proveniente de uno o más medidores.
- **Registro de medición:** Resultado de la medición de los parámetros eléctricos realizada por los medidores y/o registradores expresados sobre una base de tiempo.
- **Hora Universal:** Es la hora registrada para Bolivia por el Sistema Satelital al cual se encuentra conectado el sistema SCADA del Centro de Despacho de Carga de la UO y respecto a la cual son sincronizados los relojes de los medidores y registradores del SMEC.
- **Base de datos de inyecciones y retiros:** Es la base de datos validada del SMEC que contiene los registros de inyecciones y retiros en nodos del MEM.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

4. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL:

El Sistema de Medición Comercial (SMEC) es el conjunto de equipos de medición instalados en nodos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con la finalidad de almacenar información aplicable a las transacciones comerciales entre Agentes del MEM. Estos equipos de medición registran las inyecciones y retiros de energía, potencias activas (kWh, kW) y reactivas (kVARh, kVAR) así como las tensiones por fase y corrientes por fase en los puntos de inyección y/o retiro en el MEM. Los equipos de medición deben cumplir con las especificaciones señaladas en el Anexo I de ésta Norma.

En caso de que los equipos de medición de un Agente no registren tensiones y/o corrientes por fase, dicho Agente deberá remitir, a solicitud de la UO, los protocolos de pruebas de campo realizadas a sus transformadores de corriente y transformadores de tensión empleados en la medición comercial para garantizar el buen estado de operación de estos.

Se entiende por equipo de medición al conjunto formado por transformadores de tensión (PTs) y de corriente (CTs), medidores de energía, equipos registradores de demanda, indicadores de parámetros eléctricos y equipos auxiliares de conexión/desconexión para ensayos en los circuitos de tensión (PTDs) y de corriente (CTDs).

Los equipos de medición comercial constituyen mecanismos de interés común a los Agentes del MEM, por su naturaleza de entregar parámetros eléctricos para las transacciones de compra y venta de energía, por lo tanto la intervención en los mismos solo puede hacerse con conocimiento de los Agentes involucrados y de la UO, quien además debe autorizar cualquier intervención.

Los Agentes del MEM son responsables de la instalación, operación y mantenimiento de los equipos de medición que pertenezcan al SMEC, del envío a la UO de toda la información técnica de sus equipos de medición, así como de la energía y potencia registrada en sus medidores.

5. INSTALACION DE EQUIPOS DE MEDICIÓN:

Todo Agente del MEM tiene la obligación de instalar un sistema de medición acorde con las características establecidas en ésta Norma.

Los Agentes del Mercado instalarán equipos de medición en el SMEC, previa aprobación expresa de la UO.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

Previamente al ingreso en operación comercial de equipos de medición que formen parte del SMEC, la UO realizará pruebas de recepción, consistentes en:

- a) Verificación de características técnicas de los equipos instalados en cumplimiento a las especificaciones descritas en el Anexo I de esta Norma.
- b) En el caso de medidores, verificación de los certificados de calibración suministrados por el fabricante, su representante en territorio nacional o el proveedor de los mismos y reportes de ensayos en sitio realizados por entidades que sean aprobadas por la UO.
- c) En el caso de Transformadores de Medida, verificación del reporte de pruebas de relación de transformación y clase de precisión suministrados por el fabricante (o su representante en territorio nacional) o el proveedor de los mismos.
- d) Medición de ángulos eléctricos de las señales de tensión y corriente en bornes de conexión de los medidores, a fin de verificar su correcta conexión eléctrica.
- e) Pruebas de la operación del sistema de medición y validación de sus registros.
- f) Pruebas de comunicación remota desde las instalaciones de la UO.

Los Agentes del Mercado que instalen equipos de medición deben suministrar a la UO el software, manuales e instructivos necesarios para la operación del mismo. Éstos deben ser recibidos con una anticipación mayor a diez (10) días hábiles antes de la fecha prevista del ingreso en operación comercial de los equipos.

5.1 Procedimiento para la Incorporación de Equipos de Medición:

- a) El Agente del MEM que requiera instalar o reponer un equipo de medición en el SMEC, deberá enviar a la Unidad Operativa del CNDC la siguiente información:
 - Diagrama unifilar del punto de inyección y/o retiro, detallando la conexión de los equipos de medición (transformadores de medida, medidores, registradores, etc.)
 - Diagrama multifilar del sistema de medición.
 - Características técnicas de los equipos de medición:





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

Para transformadores de medida:

- Marca
- Tipo y modelo
- Relación de transformación
- Clase de precisión
- Prestación (potencia de diseño)
- Reporte de pruebas de relación de transformación y clase de precisión

Para medidores:

- Marca
- Tipo y modelo
- Número de serie
- Clase de precisión
- Tipo de servicio
- Valores nominales de corriente, tensión y frecuencia
- Factores de multiplicación
- Prestación (consumo interno)
- Certificados de calibración

- Medio para comunicación remota

- b) La Unidad Operativa del CNDC verificará el cumplimiento de las características técnicas exigidas y comunicará al Agente su no objeción en un plazo no mayor a siete (7) días hábiles.

De contar con la no objeción de la UO, el Agente respectivo programará la realización de los trabajos para instalar los equipos de medición y comunicará a la UO al menos tres (3) días antes de la fecha de realización de trabajos, lo siguiente:

- Fecha, hora y la duración estimada del trabajo
- Equipos de medición a ser afectados

- c) Luego de efectuarse el trabajo, el Agente informará a la UO dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la conclusión del mismo, lo siguiente:

- Fecha, hora y la duración real del trabajo.
- Equipos de medición afectados





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- Modificaciones en equipos de medición existentes como consecuencia del trabajo.
 - Cuando corresponda, las modificaciones al diagrama unifilar informado inicialmente.
- d) La UO programará y configurará los equipos de medición instalados e introducirá en ellos una contraseña de seguridad para evitar reprogramaciones no autorizadas.
- e) La UO comunicará a los Agentes del MEM cualquier cambio o modificación en el SMEC, en el plazo de tres días de la puesta en servicio del equipo de medición.
- f) El Agente correspondiente y la UO, firmarán un Acta de Recepción del nuevo punto de medición que incluirá lo siguiente:
- Características técnicas de los equipos instalados.
 - Resultado de la medición de ángulos eléctricos
 - Valores de las señales de tensión (V) y corriente (A) en bornes del medidor (señales secundarias).

6. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL:

6.1 Recepción de Registros:

- a) Los Agentes del MEM son responsables de la operación y mantenimiento de sus equipos de medición. Son también responsables de enviar diariamente a la UO sus datos registrados en dichos equipos.
- b) Los registros de medición de los puntos de inyección y/o retiro del SMEC deben ser remitidos por los Agentes diariamente hasta horas 10:00 a.m. mediante las direcciones de correo electrónico (una principal y otra de respaldo) habilitadas para éste fin. La información de los días feriados (nacionales y departamentales), sábados y domingos debe ser enviada el primer día hábil siguiente.
- c) Desde hrs. 10:00 a.m., la UO procesará la información recibida de los Agentes. De existir fallas o registros faltantes, la UO comunicará vía Fax al Agente responsable para su complementación respectiva.
- d) De no recibirse los datos de medidores hasta hrs. 12:00 del mismo día, la UO, sin asumir la responsabilidad del Agente, y con el fin de completar la





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

información necesaria, procederá con la interrogación remota de los medidores cuya información falta, si la acción no es exitosa, interrogará los medidores de respaldo o procederá a estimar los registros correspondientes, tal como se detalla en el numeral 9 de esta Norma.

6.2 Validación de los registros de medición del SMEC:

La Unidad Operativa del CNDC procesará y validará los registros de medición del SMEC siguiendo los siguientes criterios:

- a) Se revisan los registros de medición con el objeto de detectar "ceros" en puntos de demanda. En caso de detectarse "ceros", se investiga el origen de los mismos y de comprobarse alguna falla en los registros, se realiza la estimación de acuerdo con el numeral 9 de ésta Norma.
- b) Se revisan los registros de medición con el objeto de detectar cambios apreciables, no justificados, entre dos intervalos sucesivos. En caso de detectarse tales variaciones, se investiga el origen de las mismas y de comprobarse que existe falla en los registros, se realiza la estimación correspondiente.
- c) Una vez aplicados los procesos de los incisos anteriores, se realiza el balance de inyecciones y retiros, a partir del cual, se obtienen las pérdidas porcentuales de potencia, para cada intervalo de 15 minutos. Si el valor es menor a 0,5% ó mayor a 5% se revisa la información y la operación global del sistema buscando la causa del valor de pérdidas encontrado. Si corresponde, se realizan las correcciones y/o estimaciones que sean requeridas hasta obtener el balance correcto.

Cumplidos los pasos anteriores, se realiza la actualización final de la base de datos de inyecciones y retiros informados por los Agentes para procesar el Postdespacho Diario.

6.3 Verificación semanal del SMEC:

La UO interrogará semanalmente los equipos del SMEC de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se procede a la interrogación remota de los equipos de medición.
- b) Se revisa la existencia de mensajes de error (en los programas de los equipos que tienen la opción de diagnóstico automático) que alerten sobre alguna condición





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

anormal en la operación del equipo leído como ser batería baja: base de tiempo, paridad de intervalos, memorias RAM y ROM y otros

- c) Se realiza mediante enlace remoto un diagnóstico en línea de los equipos (diagnóstico manual) para conocer el estado de la batería, base de tiempo, paridad de intervalos, memorias RAM y ROM y funcionamiento en general de los equipos.

Si corresponde, se corrigen los registros de medición (intervalos de 15 min.) afectados por cualquier mal funcionamiento del equipo. En el caso de saturación, pérdidas de alimentación o pérdida de información se recurre a la estimación de registros de acuerdo a lo indicado en el numeral 9 de ésta Norma.

- d) Finalizado el diagnóstico de los equipos la interrogación se revisan los mensajes de error en las bases de datos de los programas respectivos para todos los equipos interrogados. Se buscan posibles mensajes de pérdida de información, saturación de intervalos, pérdida de alimentación, batería de respaldo baja y puesta en hora de equipos.
- e) Se revisan los registros de tensión por fase obtenidos de los medidores. A partir de éstos se verifica que los niveles de tensión secundarios recibidos por el medidor tengan la magnitud adecuada, de acuerdo al nivel de tensión donde se encuentra instalado el equipo y según la relación de transformación de los PTs utilizados. Ésta verificación permite detectar fallas en los PTs que envían señales de tensión al medidor.
- f) Se revisan los registros de corriente por fase obtenidos de los medidores. A partir de éstos y según la relación de transformación de los CTs utilizados en la instalación, se verifica que la corriente primaria del CT éste entre el 10% y 120% de la corriente nominal del CT. Ésta verificación permite detectar estados de saturación en los CTs, lo cual lleva a inexactitudes en la medición de corriente que ingresan al medidor.

En caso de que algún equipo no pueda ser interrogado o presente falla en su diagnóstico, el hecho es comunicado de inmediato al Agente responsable para que éste tome las acciones correctivas a la brevedad posible. Una vez que el Agente realiza las correcciones, se procede nuevamente a interrogar remotamente el equipo para verificar su funcionamiento.

A los registros de medición obtenidos por la UO dentro el proceso de verificación semanal, se aplican también las validaciones descritas en el numeral 6.2 anterior.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

Hasta el tercer día de cada mes, los Agentes del MEM deberán remitir a la UO por correo electrónico o por fax, la energía registrada en el mes anterior por el respectivo Agente. En forma mensual, la UO realizará la comparación de estas energías informadas respecto de las obtenidas del proceso de verificación semanal. En caso de existir diferencias inferiores a 0,5% en más o en menos se adoptarán los valores obtenidos por la UO. De superarse dicho límite, la UO y el Agente respectivo conciliarán las diferencias.

Finalmente, los registros validados en forma mensual pasan a formar parte de la Base de Datos de inyecciones y retiros que es utilizada para la valorización de las Transacciones Económicas mensuales y se consolidan como información final para efectos estadísticos.

7. INTERVENCIONES EN EQUIPOS DE MEDICION:

La UO realizará las siguientes tareas, previa notificación al Agente responsable:

- a) Controlar la base de tiempo de los equipos, corrigiendo la misma toda vez que se encuentre con un desfase mayor en dos (2) minutos, en adelante o retraso, respecto de la Hora Universal.
- b) Reprogramación y/o reconfiguración en los casos que se requiera.

Los Agentes del MEM son responsables de verificar el funcionamiento adecuado de sus equipos de medición. No obstante, y sin asumir esa responsabilidad, la Unidad Operativa del CNDC podrá verificar, cada vez que crea necesario, el correcto funcionamiento de los equipos de medición, mediante el software disponible para la operación del SMEC.

Así mismo, la UO realizará ajustes o correcciones a los registros de medición obtenidos de los medidores en caso de fallas o trabajos de mantenimiento.

Los Agentes solo podrán modificar la configuración y programación de sus equipos de medición, previa coordinación con la UO.

Cuando se requiera la intervención de los equipos del SMEC por trabajos a realizarse u otros motivos, ésta será efectuada por los Agentes responsables de dichos equipos, previa notificación escrita a la UO al menos tres (3) días antes de su realización, lo siguiente:

- Participantes en la intervención
- Tipo de trabajo a realizar

8





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- Fecha, hora y duración estimada del trabajo
- Equipos de medición a ser afectados
- Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo.

En función del tipo de trabajo a realizar, la UO definirá su participación en el mismo. Así mismo, podrán participar los Agentes del MEM que lo soliciten.

Una vez efectuados los trabajos correspondientes, los Agentes informarán a la UO, en un plazo de veinticuatro (24) horas luego de concluido el trabajo, lo siguiente:

- Fecha, hora y duración real del trabajo
- Equipos de medición afectados
- Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo, en especial cambios en multiplicadores.
- En caso de cambio de equipos, indicar las características del nuevo equipo, el cual debe cumplir las especificaciones detalladas en el Anexo 1 de esta Norma.

De ser necesario, la UO reprogramará o reconfigurará los equipos de medición.

8. FALLAS EN EQUIPOS DE MEDICIÓN:

8.1 Fallas Temporales:

En casos de falla de los equipos de medición, el Agente podrá efectuar los trabajos de reparación sin aviso escrito a la Unidad Operativa del CNDC, debiendo sin embargo notificar verbalmente al personal responsable del SMEC de la UO. Dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas posteriores a la solución del problema, el Agente informará por escrito a la UO, lo siguiente:

- a) Tipo del trabajo realizado
- b) Motivo del trabajo, emergencia o falla
- c) Fecha, hora y la duración del trabajo
- d) Equipos de medición afectados
- e) Modificaciones en la medición como consecuencia del trabajo
- f) En caso de cambio de algún equipo, indicar las características del nuevo equipo, el cual debe cumplir las especificaciones detalladas en el Anexo 1 de esta Norma.

De ser necesario, la UO reprogramará los equipos de medición.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

8.2 Fallas permanentes:

En casos de falla permanente en un equipo de medición del SMEC el Agente involucrado deberá habilitar un sistema de medición provisional mientras dure la reposición del equipo, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de registrada la falla.

La reposición definitiva de la medición debe efectuarse antes de tres (3) meses en aquellos casos donde el daño o falla se presente en medidores y/o registradores, o antes de seis (6) meses en aquellos casos donde el daño o falla se presente en transformadores de medida (CTs o PTs).

El Agente involucrado deberá informar a la UO el avance de los trabajos de reposición.

8.3 Fallas en el sistema de comunicación:

De producirse fallas en el sistema de comunicación utilizado para la interrogación remota de medidores que pertenecen al SMEC, el Agente involucrado deberá obtener diariamente en sitio, los registros respectivos y remitirlos por correo electrónico a la UO antes de hrs. 10:00 a.m. de cada día, tal como se especifica en el numeral 6.1.b).

9. PROCEDIMIENTOS PARA COMPLETAR INFORMACIÓN DE MEDICIÓN:

9.1 Estimación de registros de medición por fallas o trabajos de mantenimiento:

En los casos que se tengan registros de medición irreales o pérdida de los mismos debido a alguna interrupción o falla en el sistema de medición, los registros deberán ser estimados por la UO, aplicando los siguientes criterios:

- a) Si la interrupción o error en los registros de medición sucede en un intervalo de quince (15) minutos, el registro es estimado promediando un intervalo antes y un intervalo después de la falla o interrupción.
- b) Si la interrupción o error en los registros de medición es de más de quince (15) minutos, pero menos de una hora, los registros son estimados promediando tres intervalos antes y tres intervalos después de la interrupción o falla.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- c) Si la interrupción o error en los registros de medición es de más de una hora, los registros son estimados manualmente a partir de:
- Información de medidores de respaldo (si existe)
 - Información del Sistema SCADA
 - Registros de periodos anteriores. Se considera un promedio de los mismos días (los mismos intervalos de quince (15) min. en cada hora) de tres semanas anteriores, desechando los días atípicos. Para días feriados se consideran días de características similares.

9.2 Estimaciones para puntos sin lectura remota:

Para cada día de la semana y para cada intervalo de quince (15) min. Se promedian los registros reales del mismo día e intervalos correspondientes a cuatro semanas anteriores, desechando los días atípicos, como ser feriados. Por ejemplo, la estimación para un día martes a horas 18:15, se realiza promediando los registros reales a horas 18:15 de los días martes de cuatro semanas anteriores.

9.3 Corrección de los Registros por Puesta en Hora de Equipos:

En algunos equipos electrónicos la puesta en hora de los mismos ocasiona intervalos de duración mayores o menores a quince (15) minutos, dependiendo si la hora del equipo este adelantada o retrasada. En ambos casos se tendrá un intervalo con registro erróneo en la medición.

En estos casos la estimación será efectuada promediando el registro de un intervalo antes y un intervalo después a la puesta en hora del equipo.

10. PUESTA EN HORA DE EQUIPOS DE MEDICIÓN:

La UO se encargará de la puesta en hora de los equipos de medición. En cada proceso de interrogación remota de los equipos del SMEC, su hora será comparada con la Hora Universal; de existir una diferencia de más de dos (2) minutos, en adelante o retraso, el equipo será puesto en hora.

En caso de variar los intervalos como consecuencia de la puesta en hora, se procederá según el numeral 9 anterior.

11. MODIFICACIONES:

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Superintendencia de Electricidad.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

ANEXO 1

ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EQUIPOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

Clase de Precisión

La clase de precisión requerida para los medidores y transformadores destinados a la medición con fines de transacciones comerciales se establece en función de la potencia declarada por el Agente o la demanda máxima registrada y será la indicada en el siguiente cuadro:

POTENCIA	MEDIDOR	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN
Menor a 20 MVA	0,5 IEC	0,5 IEC o 0,6 ANSI	0,5 IEC o 0,6 ANSI
Mayor o igual a 20 MVA	0,2 IEC	0,2 IEC o 0,3 ANSI	0,2 IEC o 0,3 ANSI

En los casos de subestaciones o instalaciones con más de un transformador, la potencia considerada será la asociada a cada punto de medición, si la medición es agrupada se considerará como la sumatoria de las potencia respectivas.

Características Básicas de los Medidores

- Electrónicos multifunción
- Registro en memoria de energía y/o potencia activa y reactiva trifásica (se recomienda tensiones y corrientes por fase).
- Bi-direccionales en los casos de flujo en ambos sentidos
- Equipos de tres (3) elementos (tipo de servicio; tres fases, cuatro hilos)
- Memoria masiva no volátil
- Memoria masiva de cuatro (4) canales para medidores unidireccionales y de ocho (8) para bi-direccionales, capacidad de almacenamiento de registros no menor a treinta y cinco (35) días, considerando intervalos de integración igual a quince (15) minutos.
- Puerto óptico, puerto RS232 o puerto RS485
- Frecuencia de funcionamiento 50 Hz
- Rango de temperatura entre -10°C a 60°C
- Rango de humedad 5% a 95%, no condensable
- Base de tiempo mediante oscilador de cristal
- Módem incorporado (interno) ó previsión para conexión a módem externo para posibilitar interrogación remota





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- Corriente nominal 1 A o 5 A
- Tensión nominal 69 V o 120 V, o rango variable con límites incluyendo dichos valores.

Condiciones Generales

- Todo medidor que registre potencias mayores ó iguales a 1,0 MW debe contar con comunicación remota para la interrogación de sus registros, utilizándose para ello líneas telefónicas pertenecientes a sistemas propios de comunicación de las empresas eléctricas, líneas del servicio público, telefonía celular, radio enlace o sistema de onda portadora (PLC). Éstos medios de comunicación deberán ser exclusivos para los medidores, no pudiendo ser compartidos para transmisión de voz o fax, excepto en el caso que un Agente pueda justificar ante la UO técnica y económicamente las dificultades para contar con un medio de comunicación exclusivo, en cuyo caso se permitirá compartir la línea de comunicaciones para transmisión de voz o fax en horarios definidos por la UO.
- En la medición de servicio local de centrales generadoras, se podrá utilizar alternativamente medición en 2 o 2½ elementos en casos justificados.
- Los Agentes deben contar con algún sistema de medición de respaldo, que pueda proporcionar información horaria, con detalle de quince (15) minutos, de las inyecciones y/o retiros, en casos de falla del SMEC. Este sistema de respaldo reemplazará al sistema de medición principal en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando la continuidad de la medición y registro. La clase de precisión de éstos equipos será 1% o mejor.
- Los circuitos de tensión y corriente utilizados para la medición comercial serán de uso exclusivo del Sistema de Medición. Para el caso de instalaciones existentes, si el Agente justifica ante la UO técnica y económicamente que lo anterior no es posible, se aceptará la instalación de transductores para el sistema de operación en tiempo real, equipos de registros de fallas y perturbaciones, e indicadores locales para la operación de instalaciones, siempre y cuando la instalación de éstos no sobrepase la prestación de los circuitos de medición.
- La carga total conectada a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y tensión deberá estar comprendida entre el 25 y el 100% de la prestación correspondiente.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 089/2005

TRAMITE N° 1597

La Paz, 6 de junio de 2005

- El error porcentual total máximo (en módulo y fase) para factor de potencia igual a 0,9%, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el 0,1 %.
- No se deberá exceder la corriente nominal primaria de los transformadores de corriente fuera de los límites permisibles. En caso de considerar un futuro incremento de la carga, se deberá prever utilizar transformadores multi-relación.
- Los circuitos de medición contarán con los elementos necesarios, que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en sitio (instalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.
- Todos los medidores instalados en los puntos de inyección o retiro deberán disponer de algún sistema de registro que almacene en forma horaria, con detalle de quince (15) minutos, la información de medición, que será periódicamente extraída en forma remota y/o eventualmente local. Éste sistema puede ser una memoria masiva o un registrador de demanda.