

# Guía de requisitos normativos de medidas para Clientes Libres

---

Departamento de Medición de Energía

2021

## 1 Antecedentes Normativos

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – *Septiembre 2020*.
- Anexo Técnico Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.
- Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución – *Diciembre 2019*.
- Documento Técnico Sistemas de Medidas – *Octubre 2017*.

## 2 Definición

- NTSyCS : Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- NTD : Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- DME : Departamento de Medición de Energía.
- PRMTE : Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas.
- Cliente Libre : Un usuario final no sometido a regulación de precios, cuyas Barras de Consumo son abastecidas directamente desde el ST.
- Cliente Libre Dx: Los clientes conectados a una red de distribución con potencia mayor a 500 kW

## 3 Descripción General

La NTSyCS señala que un Coordinado es todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote a cualquier título instalaciones que se encuentren interconectadas. Entre estos están los Clientes Libre.

Adicionalmente señala que los coordinados deberán disponer de sistemas de medida de transferencias económicas dedicados exclusivamente para tal función.

En resumen, todo Cliente Libre debe disponer del equipamiento necesario que permita al Coordinador obtener en forma directa las medidas de Transferencias Económicas, en los términos señalados en el Título 4-5 de la NTSyCS.

Según el artículo 6-7 de la **“Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”**, las Empresas Distribuidoras que cuenten con Clientes Libres Dx o con otras Empresas Distribuidoras conectadas en sus redes, deberán implementar para dichos consumos un sistema de medida, de acuerdo con lo dispuesto en el Título **“Sistema de Medidas de Transferencias Económicas”** de la NTSyCS vigente.

Excepcionalmente, para aquellos Clientes Libres Dx y Empresas Distribuidoras cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, las Empresas Distribuidoras a las cuales se conectan dichos consumos podrán implementar sistemas de medida que cumplan con las exigencias establecidas en el Artículo 6-8 de la NTD vigente.

## 4 Exigencias técnicas para sistemas de medidas en Clientes Libres

Como primera cosa, se necesita conocer cuáles son las exigencias técnicas que la norma plantea, de tal manera que tengamos el equipamiento adecuado que compondrá nuestros esquemas de medidas.

A continuación, un resumen de las exigencias técnicas para los sistemas de medidas:

Nombre de campo	Normativa	¿Se Cumple?
<b>Características Técnicas del Equipo de medida</b>		
La fabricación debe cumplir con última revisión de la norma IEC 60687, ANSI 12.20, NCh 2542 o aquella que en su oportunidad reemplace a cualquiera de ellas.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Medidor de 4 cuadrantes para energía activa y reactiva con corrientes y tensiones por fase.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Los Equipos de Medida deberán ser del tipo estático normalizados como clase 0,2% (IEC 62053-22 y 62052-11) o aquella que en su oportunidad reemplace a cualquiera de ellas.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Dispone de tres elementos y cuatro hilos, para conexión designada como Sistema de Medida de tres elementos.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Debe disponer de puertos de comunicaciones de datos para interrogación local y remota. Para el caso de interrogación remota, como mínimo debe disponer de una puerta de comunicaciones Ethernet, exclusiva o compartida con posibilidad de interrogación simultánea por medio de diferentes agentes, disponible para la DP, a objeto de que sea accedida por la PRMTE. En casos justificados y de manera momentánea los coordinados podrán presentar a la DP otras alternativas de solución para acceso a la información del medidor, la que deberá ser autorizada previamente por la DP.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Si el Transformador de Corriente asociado dispone de varios núcleos, el Equipo de Medida debe estar conectado a un núcleo de clase de precisión 0,2 % (IEC 61869-2 para transformador de corriente e IEC 61869-3/5 para transformador de potencial). Para el caso de Equipos Compactos de Medida deben ser de Clase 0,3% (ANSI C.12)	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Corriente de carga máxima secundaria de al menos 10 [A] para medidores de corriente nominal de 5 [A] y de al menos 2 [A] para medidores de corriente nominal de 1 [A].	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Dispone de almacenamiento de información en períodos de integración de a lo menos 15 minutos.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Dispone de memoria masiva para el registro de al menos 12 canales, durante al menos 40 días para almacenamiento en períodos de integración 15 minutos.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Dispone de indicadores visuales de al menos energía acumulada y demanda máxima.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	

Permite la sincronización horaria directamente por medio de un GPS u otro medio que permita asegurar dicha sincronización con la Hora Oficial definida en la presente NT.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Está configurado en sus constantes de razón de transformación y de multiplicación de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada o retirada.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Capacidad de conservar los datos históricos ante ajustes de sincronización u otros. Esto es, mantener los registros anteriores a la intervención, inalterados.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Dispone de programas que como mínimo permitan la lectura y configuración local y remota.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Capacidad de autonomía en su funcionamiento con vida útil de al menos 5 años, la cual sólo alimentará el reloj interno, y en forma independiente mantener su configuración y almacenamiento de datos durante al menos 40 días por medio de una memoria no volátil.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Debe disponer de capacidad para generar archivos de salida con formato exportable a planillas de cálculo de uso comercial.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Debe tener protocolo de lectura local y remota abierto con el fin de que pueda ser integrado a PRMTE que defina la DP.	Art 5. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
<b>Características Técnicas de Transformadores de medida</b>		
La fabricación debe cumplir con la última revisión de la norma IEC 60044-1 (Ex 185) para el TC e IEC 60186 para el TP o aquella que en su oportunidad la reemplace.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
La Clase de Precisión debe ser igual o mejor que 0,2% según norma IEC 61869-2 para el TC e IEC 61869-3/5 para TP o aquella que en su oportunidad la reemplace. Para el caso de Equipos Compactos de Medida deben ser de Clase 0,3% (ANSI C.12),	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
La conexión de los TC y TP debe corresponder a un Sistema de Medida de tres elementos, lo que origina la instalación de un elemento por fase.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Para el TC el factor de saturación FS, debe tener un valor igual o menor a cinco veces la corriente nominal.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Debe estar disponible y a solicitud de la DP, los Protocolos de Verificación en Fábrica con registros de curvas de errores de razón y ángulo de fase de corriente secundaria.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Para el TC la corriente primaria de trabajo en condiciones normales debe encontrarse entre 35 y 100 [%] de la corriente nominal primaria.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Para el TC la suma de las potencias de consumo de los Equipos de Medida u otros elementos instalados en el secundario del TC debe ser permanentemente menor o igual al 100 % de la potencia de precisión o burden del transformador. Para el TP la suma de las potencias de consumo no debe superar el burden nominal del transformador.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
La tensión primaria de trabajo del transformador de medida debe ser correspondiente con la tensión del punto de medida.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Los datos de las placas características deben estar visibles y ser de fácil lectura.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Las marcas de cables deben estar visibles e identificables.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	

Debe disponer de terminales de puesta a tierra.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Debe disponer de caja de conexión de tomas en los enrollamientos secundarios.	Art 6. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
<b>Configuración Técnicas de Alambrado Secundario</b>		
Las secciones mínimas para los secundarios del TP no podrán ser inferiores a 14 AWG	Art 8. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Las secciones mínimas para los secundarios del TC son de 12 AWG con corrientes de operación de 5 [A] y de 1 [A].	Art 8. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
El alambrado secundario debe contar con marcas que deben ser fácilmente identificables (cada fase, neutro y/o tierra), debiendo estar visibles tanto en los bornes del equipo de medida, como en la salida de los bornes de conexión de los block de prueba asociado y en la conexión que proviene desde la borneras de corriente y potencial que son alimentadas desde el sistema	Art 8. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Las borneras de potencial, deberán ser de paso y las borneras de las señales de corriente deberán ser seccionables	Art 8. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
<b>Configuración de Equipo de Medida</b>		
a) Las dimensiones de las variables medidas y calculadas son las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Energía Activa kWh (kilowatt-hora).</li> <li>ii. Energía Reactiva kVARh (kiloVAR-hora).</li> <li>iii. Tensión por fase V (Volts)</li> <li>iv. Corriente por fase A (Amperes).</li> <li>v. Tensión Promedio por fase V (Volts)</li> <li>vi. Corriente Promedio A (Amperes)</li> </ul>	Art 9. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
La data debe presentarse en periodos de integración de 15 minutos.	Art 9. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
La data de los primeros 15 minutos luego de la medianoche debe corresponder al registro del período 00:15.	Art 9. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
La cantidad de periodos de data debe ser igual a la cantidad de periodos correspondientes al tiempo transcurrido.	Art 9. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
Flujo de las Energías: En los canales directos (delivered) se debe registrar los retiros, y en los canales reversos (received) se debe registrar las inyecciones.	Art 9. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	
La sincronización horaria debe ser por medio de una señal proveniente de un GPS, el cual puede ser conectado al medidor de las siguientes formas: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) GPS local, el que puede tener enlace directo al medidor vía protocolos estándar, como IRIG-B u otros.</li> <li>b) GPS en red, el cual permite un enlace vía red Ethernet al medidor vía protocolos estándar, como NTP u otros.</li> <li>c) GPS indirecto, el cual permite a través de un sistema centralizado el envío de la hora normada al medidor.</li> </ul>	Art 9. Título II. "AT: Sistemas de medidas Transferencias Económicas"	

## 5 Información Técnica para Puesta en Servicio

El Aneo Técnico: Información Técnica De Instalaciones y Equipamiento establece requerimientos mínimos que el coordinado deberá entregar al coordinador para incorporar a la BDIT.

Los datos con Información Técnica que deberán entregar los Coordinados que posean Esquemas de Medida de Energía (EME), corresponderán a los siguientes:

<b>Información Técnica para el periodo de Puesta en Servicio</b>	
<b>24.1</b>	Número serie medidor.
<b>24.2</b>	Marca medidor.
<b>24.3</b>	Modelo medidor
<b>24.4</b>	Clase medidor [%].
<b>24.5</b>	Contante de lectura [Wh/imp].
<b>24.6</b>	Año fabricación [AAAA]
<b>24.7</b>	Norma fabricación medidor.
<b>24.8</b>	Nombre empresa de calibración / verificación de medidores.
<b>24.9</b>	Número folio certificado/calibración.
<b>24.10</b>	Fecha calibración/verificación.
<b>24.11</b>	Valor corriente nominal (In).
<b>24.12</b>	Valor tensión nominal (Vn).
<b>24.12</b>	Número de Elementos e Hilos [Ne/Nh]. Indicar N° de Elementos (Ne) y de Hilos (Nh) con los que cuenta el esquema de medida:
<b>24.13</b>	Nombre transformador de corriente
<b>24.14</b>	Número de serie transformador de corriente.
<b>24.15</b>	Clase de precisión de los TT/CC [%].
<b>24.16</b>	Relación TT/CC.
<b>24.17</b>	Nombre transformador de potencial.
<b>24.18</b>	Número de serie transformador de potencial.
<b>24.19</b>	Clase de precisión de los TT/PP [%].
<b>24.20</b>	Relación TT/PP.
<b>24.21</b>	Independencia núcleos TT/CC y TT/PP [Si/No].
<b>24.22</b>	Clave del punto de medida
<b>24.23</b>	Tensión de punto de medida [kV].
<b>24.24</b>	Fecha de puesta en servicio del punto de medida [dd-mm-aaaa].
<b>24.25</b>	Fecha de retiro de servicio del punto de medida [dd-mm-aaaa].
<b>24.26</b>	La ubicación del medidor en coordenadas UTM, y con Datum WGS84.

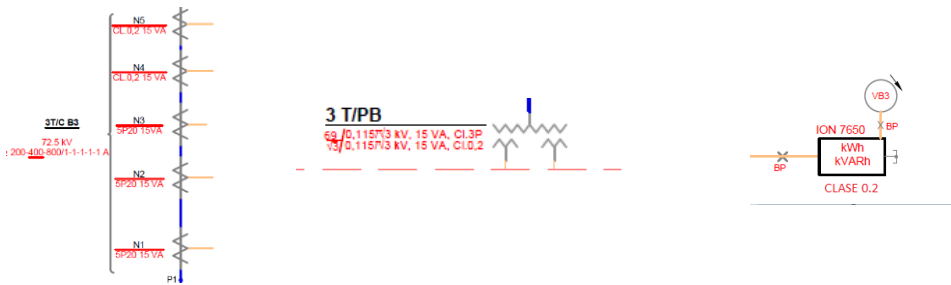
Los Anexos con Información Técnica que deberán entregar los Coordinados que posean Esquemas de Medida de Energía (EME) se definen en el punto 6.1.

Toda la información deberá ser cargada a la plataforma Infotécnica por el coordinado, para luego ser validada por el DME.

Todos los Clientes Libres deberán cargar anexos a plataforma Infotécnica, a excepción de los Clientes Libres Dx.

### 5.1 Anexos con Información Técnica

Para asegurarse del cumplimiento a las exigencias, el DME solicita documentación que respalde la información técnica de los equipos a instalar.

1	<b>Diagrama Unilineal</b>	<p>Debe contar como mínimo con los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformadores de corriente y potencial. <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Núcleos por cada transformador.</li> <li>○ Relación de transformación por cada núcleo.</li> <li>○ Clase de precisión por núcleo.</li> </ul> </li> <li>• Medidor de facturación. <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Clase de precisión</li> </ul> </li> <li>• Todo equipo que comparta núcleo de los transformadores de medidas con él, incluido block de pruebas.</li> <li>• Respectivo cableado de conexión entre equipos y transformadores de medida.</li> </ul> 
2a	<b>Certif. Fábrica Medidor</b>	En el certificado de fábrica se debe validar que aparezca el número serie del equipo, marca y modelo. Adicionalmente debe aparecer norma en que basa su construcción (IEC 62053-22:2003 o ANSI C12.20-2015) y los resultados de las pruebas de exactitud realizadas.
2b	<b>Certif. Exactitud Medidor</b>	En este documento se debe verificar número serie del equipo certificado y los resultados de las pruebas de exactitud realizadas.
2c	<b>Foto Placa Medidor</b>	En la foto se debe validar el número serie del equipo de medida, con el objetivo de validar la instalación en terreno del medidor
2d	<b>Reporte Config. Medidor</b>	<p>Debe ser el archivo extraído directamente con el software propietario del medidor. En el reporte se deben validar los siguientes datos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Número serie.</li> <li>ii. Modelo.</li> </ol>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>iii. Relación de transformación de corriente.</li> <li>iv. Relación de transformación de potencial.</li> <li>v. Tipo de conexión de medición.</li> <li>vi. Variables del perfil de carga.</li> <li>vii. Capacidad de almacenamiento del perfil de carga, registros y eventos.</li> <li>viii. Periodo de integración del perfil de carga.</li> <li>ix. Configuración horaria: zona horaria, DST y sincronización.</li> <li>x. Configuración completitud de intervalos incompletos y nulos.</li> </ul>
2e	<b>Certificado Fábrica TTCC</b>	En el certificado de fábrica se debe validar que aparezca el número serie del equipo, marca y modelo. Adicionalmente debe aparecer norma en que basa su construcción (IEC 61869-2:2012 o ANSI C12.11-2006) y los resultados de las pruebas de exactitud realizadas.
2f	<b>Foto Placa TTCC</b>	En la foto se debe validar el número serie del Transformador, núcleos, relaciones de transformación y precisión, con el objetivo de validar la instalación en terreno del transformador.
2g	<b>Certificado Fábrica TTPP</b>	En el certificado de fábrica se debe validar que aparezca el número serie del equipo, marca y modelo. Adicionalmente debe aparecer norma en que basa su construcción (IEC 61869-3:2011 (transformadores inductivos); IEC 61869-5:2011 (transformadores capacitivos) o ANSI C12.11-2006) y los resultados de las pruebas de exactitud realizadas.
2h	<b>Foto Placa TTPP</b>	En la foto se debe validar el número serie del transformador de potencial, núcleos, relaciones de transformación y precisión, con el objetivo de validar la instalación en terreno del transformador.
2i	<b>Esquemas Elementales de CA</b>	Se deben incluir las láminas necesarias para revisar circuitos completos de señales de tensión y corriente. En este documento se debe validar: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexión del EM a núcleos de medidas</li> <li>• Exclusividad del circuito de corriente para Transferencias Económicas.</li> <li>• Configuración de conexión tipo tres elementos y cuatro hilos.</li> </ul>
2j	<b>Actas de Auditoria del EME</b>	<p>Acta N°1: Cumplimiento de Características Técnicas Equipo de Medida.  Acta N°2: Cumplimiento de Características Técnicas Transformadores de Medida.  Acta N°3: Revisión de Equipo de Medida.  Acta N°4: Intervención de Equipo de Medida.  Acta N°5: Análisis Fasorial de Equipo de Medida.</p> <p>Acta N° 4 y 5 sólo se deben solicitar en caso de modificaciones a esquemas de medidas existentes</p>
2k	<b>Ficha Técnica EME</b>	La Ficha Técnica es un archivo Excel que recopila toda la información relacionada a los esquemas de medidas, para cada uno de los medidores. <b>Ver Anexo I</b>
3	<b>Conexión PRMTE</b>	<p>Para el caso de un nuevo enlace de comunicación, se debe cumplir lo señalado en el Título IV del Documento Técnico de medidas.</p> <p>El Coordinado podrá solicitar la prueba del enlace de comunicaciones a TI, una vez configurada la MPLS.</p> <p>Una vez que resulten exitosas estas pruebas, el Coordinado solicitará al Departamento de Medición de Energía las pruebas de Conexión a PRMTE. Esto sólo se llevará a cabo luego de tener aprobado <b>“2.i Ficha Técnica EME”</b> y <b>“2d. Reporte de config. de Medidor”</b>.</p> <p><b>Ver Título 6.</b></p>
4	<b>Encargados SMTE</b>	Coordinador entrega a Coordinado un formulario donde se debe definir encargados titular y suplente ante el Sistema de Medida para Transferencia Económicas.

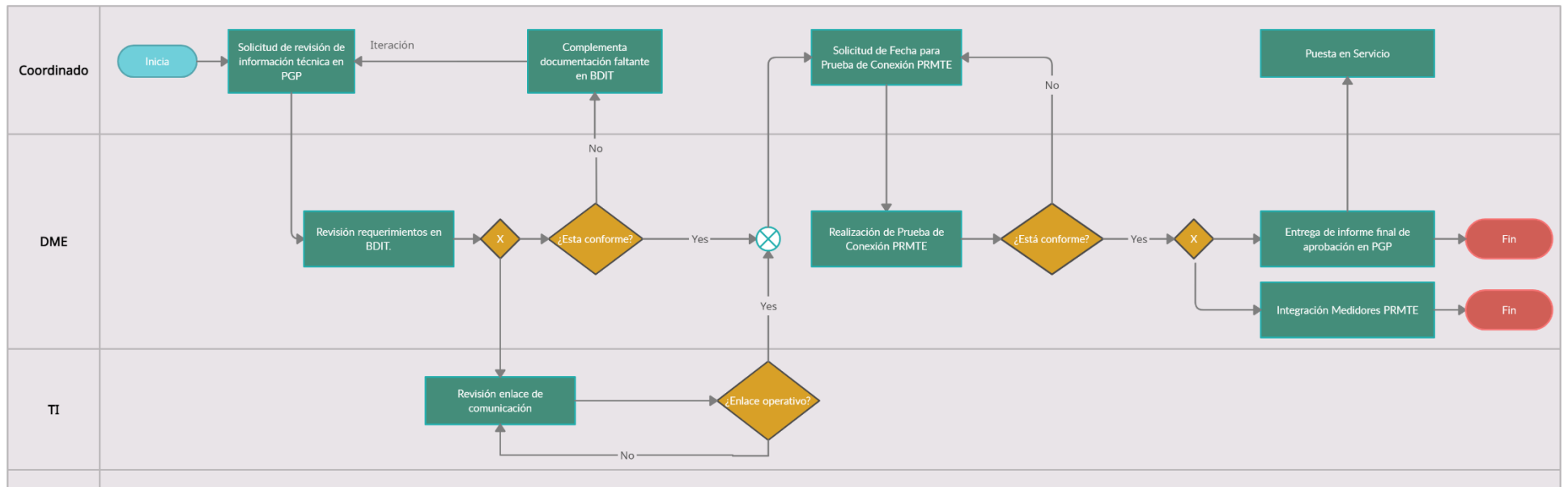


Se espera que la empresa solicite revisión información técnica de medidas junto a sus anexos, cuando al menos tenga cargado en la BDIT:

- Diagrama unilineal general de la nueva instalación.
- Reporte de configuración de medidor.
- Esquemas elementales de corriente alterna del esquema de medida de energía.
- Actas de auditoría al esquema de medida de energía (Acta N°1, Acta N°2, Acta N°3) y si corresponde, además (Acta N°4, Acta N°5), en formato PDF.

Las solicitudes de revisión de información siempre se realizarán a través de la PGP (Plataforma de Gestión de Proyectos).

## 6 Diagrama



## Anexo I : Descripción de campos de Ficha Técnica EME

Nombre de campo	Descripción de lo solicitado	Como llenar
<b>DESCRIPCIÓN PUNTO DE MEDIDA</b>		
<b>Proyecto</b>	NUP del proyecto al cual pertenece el medidor.	Alfanumérico
<b>Subestación</b>	Nombre subestación según ficha técnica Subestaciones de Infotecnica.	Alfanumérico
<b>Paño</b>	Nombre paño según ficha técnica Subestaciones de Infotecnica.	Alfanumérico
<b>Origen de la energía</b>	Clasificación del flujo de energía: G_C: Generación de central. G_U: Generación de unidad. G_PMGD: Generación PMGD. T: Transmisión o transformación. SSAA: Servicios auxiliares. L: Retiro no regulado. L_D: Retiro no regulado en distribución. R: Retiro regulado.	G_C - G_U - G_PMGD - T - SSAA - L - L_D - R
<b>Descripción</b>	Nombre de tramo de línea	Texto
<b>Alimentador</b>	Nombre de alimentador donde se conecta PMGD/Cliente Libre Dx	Texto
<b>Propietario</b>	Nombre empresa coordinada propietaria del medidor según ficha técnica Empresas de Infotécnica.	Alfanumérico
<b>INFORMACION TECNICA DEL MEDIDOR</b>		
<b>Nº serie medidor</b>	Indicar el número serie de placa del medidor.	Alfanumérico
<b>Marca de medidor</b>	Indicar nombre fabricante del medidor.	Texto
<b>Modelo medidor</b>	Indicar modelo de placa del medidor.	Alfanumérico
<b>Clase medidor</b>	Indicar clase de precisión del medidor.	0,2 – 0,5
<b>Año fabricación</b>	Indicar el año de fabricación de placa del medidor, formato “aaaa”.	[aaaa]
<b>Norma fabricación medidor</b>	Indicar norma de fabricación del medidor: IEC-62053-22, ANSI C12.20 o NCh2542.	IEC-62053-22, ANSI C12.20 o NCh2542
<b>Método Sincronización</b>	Indicar método de sincronización: IRIG-B (GPS), NTP (Ethernet), o manual.	IRG-B – NTP – Manual
<b>Puerta de comunicación PRMTE</b>	Indicar puerta de comunicación dispuesta para lectura de PRMTE.	Ethernet – Serial
<b>OLCA de calibración/verificación de exactitud</b>	Indicar nombre de OLCA que verificó clase de exactitud del medidor.	Texto
<b>Nº folio certificado de calibración/verificación</b>	Indicar número de folio del último certificado.	Alfanumérico
<b>Fecha de calibración/verificación</b>	Indicar fecha de última verificación/calibración del medidor, en formato “dd-mm-aaaa”.	[dd-mm-aaaa]
<b>Nº de elementos e hilos</b>	Nº de elementos (Ne) y de hilos (Nh) con los que cuenta el esquema de medida. Por ej. 3e/4h.	[Ne/Nh]
<b>Código sello EME</b>	Indicar código de sello vigente en el Esquema de Medida de Energía. En el siguiente formato: “Nombre Empresa – Número sello”.	Alfanumérico
<b>Fecha instalación sello</b>	Indicar fecha de instalación del sello vigente en el medidor.	[dd-mm-aaaa]
<b>Estado</b>	Indicar condición operativa del medidor, primario o secundario.	Primario – Secundario
<b>INFORMACION TECNICA DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA</b>		

<b>Nº de serie TC fase 1</b>	Indicar número de serie de TC fase 1.	Alfanumérico
<b>Nº de serie TC fase 2</b>	Indicar número de serie de TC fase 2.	Alfanumérico
<b>Nº de serie TC fase 3</b>	Indicar número de serie de TC fase 3.	Alfanumérico
<b>Clase de precisión de los TTCC</b>	Indicar clase de precisión de los TTCC.	0,1 - 0,2 - 0,3
<b>Relación TTCC</b>	Indicar razón de transformación de corriente. Por ej. 1000/5.	Alfanumérico
<b>Exclusividad TTCC</b>	Indicar si el núcleo de medidas del TTCC es exclusivo para medidas de transferencias económicas.	Cumple - No cumple
<b>Nº de serie TP fase 1</b>	Indicar número de serie de TP fase 1.	Alfanumérico
<b>Nº de serie TP fase 2</b>	Indicar número de serie de TP fase 2.	Alfanumérico
<b>Nº de serie TP fase 3</b>	Indicar número de serie de TP fase 3.	Alfanumérico
<b>Clase de precisión de los TTPP</b>	Indicar clase de precisión de los TTPP.	0,1 - 0,2 - 0,3
<b>Relación TTPP</b>	Indicar razón de transformación de potencial. Por ej. 12000/120.	Alfanumérico
<b>INFORMACION GENERAL DEL PUNTO DE MEDIDA</b>		
<b>Clave punto de medida</b>	Llenado por COORDINADOR. Clave representativa del punto de medida del medidor.	Alfanumérico
<b>Tensión de punto de medida</b>	Tensión nominal del punto de medida que registra el medidor, en kV.	[kV]
<b>Fecha de puesta en servicio</b>	Indicar la fecha de puesta de servicio del EM. En formato "dd-mm-aaaa".	[dd-mm-aaaa]
<b>COORDENADAS GEOREFERENCIADAS (WGS84)</b>		
<b>Coordenada Norte</b>	Coordenada norte georeferenciada del punto de medida donde está conectado el Equipo de Medida. En formato UTM y base DATUM WGS84.	UTM - Datum WGS84
<b>Coordenada Este</b>	Coordenada Este georeferenciada del punto de medida donde está conectado el Equipo de Medida. En formato UTM y base DATUM WGS84.	UTM - Datum WGS84
<b>Zona o Huso [Ej: 18H-19J etc.]</b>	Zona o huso de las coordenadas georeferenciadas. En formato UTM y base DATUM WGS84.	Alfanumérico
<b>CONFIGURACIÓN FLUJOS DE ENERGÍA</b>		
<b>Inyección Barra</b>	Indicar en qué canales se registran las inyecciones hacia la barra, DEL o REC.	DEL - REC
<b>Retiro Barra</b>	Indicar en qué canales se registran los retiros hacia la barra, DEL o REC.	DEL - REC
<b>COMUNICACIONES</b>		
<b>IP NAT</b>	Dirección IP en NAT para COORDINADOR.	Alfanumérico
<b>Puerto NAT</b>	Puerto en NAT para COORDINADOR.	Alfanumérico
<b>Usuario contraseña lectura medidor</b>	Usuario y contraseña con privilegios sólo lectura del medidor.	[Usuario - Contraseña]