

Pautas de requisitos normativos de medidas para proyectos de Generación

Departamento de Medición de Energía

2026

1 Antecedentes Normativos

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – *Enero 2026*.
- Anexo Técnico Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.
- Documento Técnico Sistemas de Medidas – *Agosto 2021*.

2 Definición

- NTSyCS : Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- DME : Departamento de Medición de Energía.
- PRMTE : Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas.

3 Descripción General

El Documento Técnico Sistema de Medidas indica que para el registro de la energía inyectada al Sistema Eléctrico se deberá contar con EME según:

a) Centrales PMG y PMGD:

Se requiere EME en su punto de conexión al sistema de transmisión o de distribución según corresponda.

b) Centrales Hidroeléctricas:

Se requiere EME en el lado de alta tensión del transformador elevador y en bornes de cada unidad generadora, antes del punto de retiro de los consumos propios.

c) Centrales Térmicas:

Se requiere EME en el lado de alta tensión del transformador elevador y en bornes de cada componente, antes del punto de retiro de los consumos propios.

d) Centrales Parques de Motores Térmicos:

Se requiere EME en el lado de alta del transformador elevador y en los retiros de consumos propios y/o servicios auxiliares.

e) Centrales Parques Fotovoltaicos y Eólicos:

Se requiere EME en su punto de conexión al sistema de transmisión.

f) Sistemas de Almacenamiento de Energía

Se requiere EME que permita individualizar las inyecciones y retiros de su punto de conexión.

4 Exigencias técnicas para sistemas de medidas en Generación

Primero que todo 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?
Características Técnicas del Equipo de medida		
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"	
Características Técnicas de Transformadores de medida		
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"	
Los conductores utilizados para la conexión de potenciales deberán ser calculados para introducir como máximo un 0,2% de error y teniendo en consideración la norma IEC 61869-3.	Art 4-29. Título 4-5. Norma técnica de seguridad y calidad de servicio"	
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"	
Configuración Técnicas de Alambrado Secundario		
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"	
Configuración de Equipo de Medida		
a) Las dimensiones de las variables medidas y calculadas son las siguientes: i. Energía Activa kWh (kilowatt-hora). ii. Energía Reactiva kVarh (kiloVAR-hora). iii. Tensión por fase V (Volts) iv. Corriente por fase A (Amperes). v. Tensión Promedio por fase V (Volts) vi. Corriente Promedio A (Amperes)	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 periodo 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: a) GPS local, el que puede tener enlace directo al medidor vía protocolos estándar, como IRIG-B u otros. b) GPS en red, el cual permite un enlace vía red Ethernet al medidor vía protocolos estándar, como NTP u otros. c) GPS indirecto, el cual permite a través de un sistema centralizado el envío de la hora normada al medidor.	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:

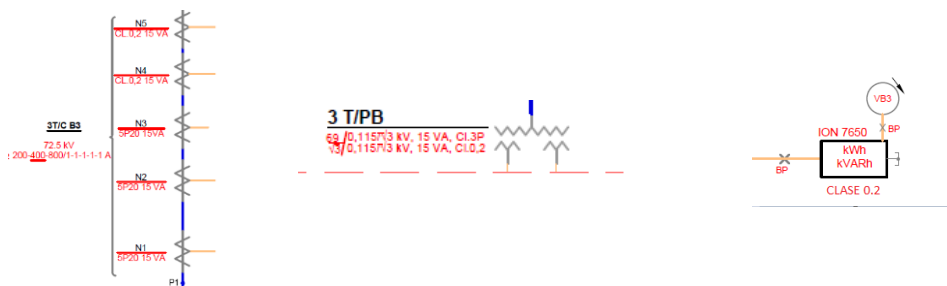
	Información Técnica para el periodo de Puesta en Servicio
24.1	Número serie medidor.
24.2	Marca medidor.
24.3	Modelo medidor
24.4	Clase medidor [%].
24.5	Contante de lectura [Wh/imp].
24.6	Año fabricación [AAAA]
24.7	Norma fabricación medidor.
24.8	Nombre empresa de calibración / verificación de medidores.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

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	Diagrama Unilineal	Debe contar como mínimo con los siguientes elementos: - Transformadores de corriente y potencial. - Núcleos por cada transformador. - Relación de transformación por cada núcleo. - Clase de precisión por núcleo. - Medidor de facturación. - Clase de precisión - Todo equipo que comparta núcleo de los transformadores de medidas con él, incluido block de pruebas. - Respectivo cableado de conexión entre equipos y transformadores de medida. 
2a	Certif. Fábrica Medidor	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	Certif. Exactitud Medidor	En este documento se debe verificar número serie del equipo certificado y los resultados de las pruebas de exactitud realizadas.
2c	Foto Placa Medidor	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	Reporte Config. Medidor	Debe ser el archivo extraído directamente con el software propietario del medidor. En el reporte se deben validar los siguientes datos: - Número serie. - Modelo. - Relación de transformación de corriente. - Relación de transformación de potencial. - Tipo de conexión de medición. - Variables del perfil de carga. - Capacidad de almacenamiento del perfil de carga, registros y eventos.

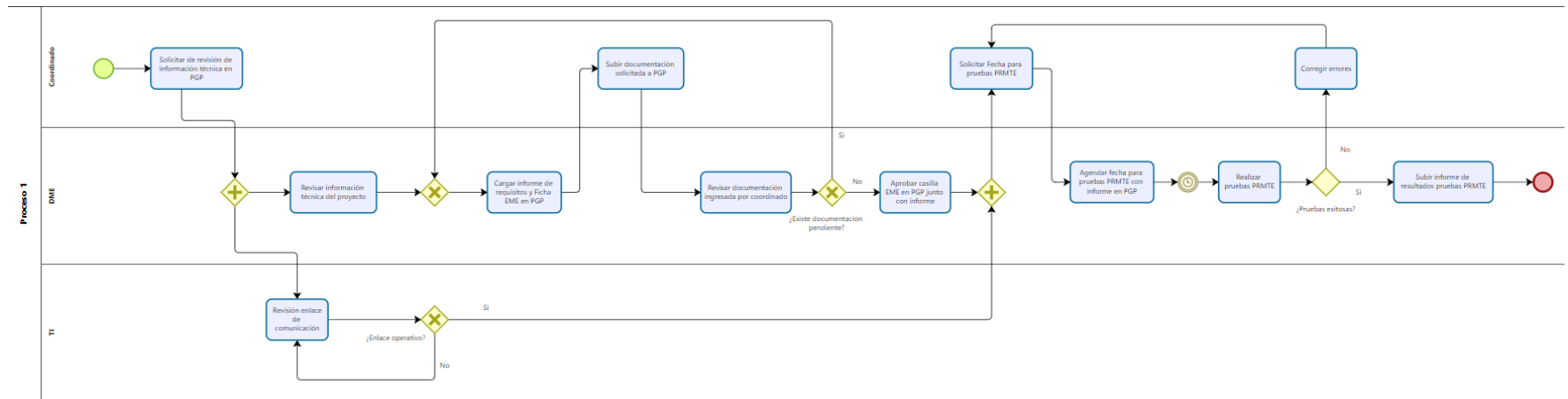
		viii. Periodo de integración del perfil de carga. ix. Configuración horaria: zona horaria, DST y sincronización. x. Configuración completitud de intervalos incompletos y nulos.
2e	Certificado Fábrica TTCC	En el certificado de fábrica se debe validar que aparezca el número serie del equipo, marca y modelo. 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	Foto Placa TTCC	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	Certificado Fábrica TTPP	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	Foto Placa TTPP	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	Esquemas Elementales de CA	Se deben incluir las láminas necesarias para revisar circuitos completos de señales de tensión y corriente. En este documento se debe validar: • Conexión del EM a núcleos de medidas • Exclusividad del circuito de corriente para Transferencias Económicas. • Configuración de conexión tipo tres elementos y cuatro hilos.
2j	Actas de Auditoria del EME	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. * *Acta N° 4 y 5 sólo se deben solicitar en caso de modificaciones a esquemas de medidas existentes
2k	Ficha Técnica EME	La Ficha Técnica es un archivo Excel que recopila toda la información relacionada a los esquemas de medidas, para cada uno de los medidores. Ver Anexo I
3	Conexión PRMTE	Para el caso de un nuevo enlace de comunicación, se debe cumplir lo señalado en el Título IV del Documento Técnico de medidas. El Coordinado podrá solicitar la prueba del enlace de comunicaciones a TI, una vez configurada la MPLS. 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 toda la documentación técnica.
4	Encargados SMTE	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
DESCRIPCIÓN PUNTO DE MEDIDA		
Proyecto	NUP del proyecto al cual pertenece el medidor.	Alfanumérico
Subestación	Nombre subestación según ficha técnica Subestaciones de Infotecnica.	Alfanumérico
Paño	Nombre paño según ficha técnica Subestaciones de Infotecnica.	Alfanumérico
Origen de la energía	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. BESS: Almacenamiento	G_C - G_U - G_PMGD - T - SSAA - L - L_D - R - BESS
Descripción	Nombre de tramo de línea	Texto
Alimentador	Nombre de alimentador donde se conecta PMGD/Cliente Libre Dx	Texto
Propietario	Nombre empresa coordinada propietaria del medidor según ficha técnica Empresas de Infotécnica.	Alfanumérico
INFORMACION TECNICA DEL MEDIDOR		
Nº serie medidor	Indicar el número serie de placa del medidor.	Alfanumérico
Marca de medidor	Indicar nombre fabricante del medidor.	Texto
Modelo medidor	Indicar modelo de placa del medidor.	Alfanumérico
Clase medidor	Indicar clase de precisión del medidor.	0,2 – 0,5
Año fabricación	Indicar el año de fabricación de placa del medidor, formato “aaaa”.	[aaaa]
Norma fabricación medidor	Indicar norma de fabricación del medidor: IEC-62053-22, ANSI C12.20 o NCh2542.	IEC-62053-22, ANSI C12.20 o NCh2542
Método Sincronización	Indicar método de sincronización: IRIG-B (GPS), NTP (Ethernet), o manual.	IRG-B – NTP – Manual
Puerta de comunicación PRMTE	Indicar puerta de comunicación dispuesta para lectura de PRMTE.	Ethernet – Serial
OLCA de calibración/verificación de exactitud	Indicar nombre de OLCA que verificó clase de exactitud del medidor.	Texto
Nº folio certificado de calibración/verificación	Indicar número de folio del último certificado.	Alfanumérico
Fecha de calibración/verificación	Indicar fecha de última verificación/calibración del medidor, en formato “dd-mm-aaaa”.	[dd-mm-aaaa]
Nº de elementos e hilos	Nº de elementos (Ne) y de hilos (Nh) con los que cuenta el esquema de medida. Por ej. 3e/4h.	[Ne/Nh]
Código sello EME	Indicar código de sello vigente en el Esquema de Medida de Energía. En el siguiente formato: “Nombre Empresa – Número sello”.	Alfanumérico
Fecha instalación sello	Indicar fecha de instalación del sello vigente en el medidor.	[dd-mm-aaaa]
Estado	Indicar condición operativa del medidor, primario o secundario.	Primario – Secundario

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