



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME SOLICITADO POR LA DGPEM
SOBRE LA SITUACIÓN ACTUAL RELATIVA
A LA INTEROPERABILIDAD DE LOS
SISTEMAS Y EQUIPOS DE MEDIDA QUE
PERMITEN LA TELEGESTIÓN**

5 de julio de 2012

INFORME SOLICITADO POR LA DGPEM SOBRE LA SITUACIÓN ACTUAL RELATIVA A LA INTEROPERABILIDAD DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE MEDIDA QUE PERMITEN LA TELEGESTIÓN

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 5 de julio de 2012, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0. RESUMEN Y CONCLUSIONES

La Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) solicita a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el impulso para la creación y coordinación de un Grupo de Trabajo que analice la situación actual relativa a la interoperabilidad de los sistemas y equipos de medida que permiten la telegestión.

A lo largo del presente Informe se plasman los comentarios realizados por los participantes en el mencionado Grupo de Trabajo, compuesto por los encargados de la lectura (Operador del Sistema y distribuidores), empresas tecnológicas y la asociación de fabricantes de material eléctrico, poniéndose de manifiesto la dificultad a la hora de evaluar la aplicación del concepto de interoperabilidad en los sistemas de telemedida y telegestión, debido principalmente a la existencia en España de dos protocolos de comunicaciones con distintas características (PRIME y METERS&MORE).

En base a los comentarios recibidos por parte de los participantes en el Grupo de Trabajo, así como las consideraciones contempladas en el presente informe, cabe concluir lo siguiente:

- 1. Respecto a la aplicación del concepto de interoperabilidad.** Si bien parece que la propuesta más realista sería la búsqueda de la interoperabilidad en las capas

superiores, es decir, en lo que se refiere al análisis y tratamiento de la información, es importante destacar que la Comisión Europea tiene prevista la publicación a finales del año 2012 de distintas recomendaciones en relación con el tratamiento de la información y el desarrollo de arquitecturas de comunicación abiertas, por lo que esta Comisión considera prudente esperar a estos resultados antes de proponer posibles modificaciones normativas que pudieran afectar a los plazos establecidos en el Plan de Sustitución de Contadores y a los costes a asumir por las empresas distribuidoras y, por ende, por los consumidores.

- 2. Respecto a la protección de los consumidores.** Esta Comisión reconoce que la situación actual podría suponer una barrera para los consumidores a la hora de poder adquirir sus contadores en el mercado libre, puesto que se ven condicionados por el protocolo que utilice la empresa distribuidora de la zona que les corresponda. En este sentido, tal y como se ha señalado en el punto anterior, se considera prudente esperar a las recomendaciones europeas previstas a corto plazo.
- 3. Respecto a las prestaciones que pueden ofrecer los equipos de medida.** Esta Comisión propone continuar con los trabajos del grupo, en el que se daría también entrada a los comercializadores, para analizar las posibles prestaciones que pudieran ofrecer los equipos con telegestión, con el objeto de que los comercializadores y consumidores puedan realizar una verdadera gestión de la demanda que permita aplanar la curva de carga diaria. En este sentido, se debería proporcionar al consumidor la información necesaria para que, a través del comercializador o por si mismo, pueda gestionar su demanda en función de la señal de precio del mercado, y conocer la potencia realmente utilizada.

Por otro lado, esta Comisión considera importante destacar que, si bien a partir de la puesta en marcha de los sistemas de telegestión, según los requerimientos establecidos en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto y en la Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, los consumidores a los que se les haya sustituido el equipo de medida podrían tener a su disposición información referente a su consumo, período tarifario en curso, potencia máxima demandada, etc, los

sistemas de telegestión aprobados hasta la fecha no incluyen dispositivos para que el consumidor acceda desde su domicilio a esta información. A este respecto, la CNE propone analizar el método, o métodos, a adoptar para garantizar dicha comunicación usuario-equipo de medida. Una vez finalizados estos trabajos, se informaría al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de las conclusiones derivadas de los mismos.

- 4. Respecto al acceso y protección de la información.** Finalmente, tal y como esta Comisión señaló en su Informe 220/2011 sobre el Estado de cumplimiento del Plan de Sustitución de Contadores finalizado el primer periodo de los establecidos en la Orden ITC/3860/2007, se considera también necesaria la elaboración de una normativa que recoja las acciones a llevar a cabo relativas al acceso y protección de la información que es capaz de registrar el equipo de medida con telegestión. La misma también sería objeto de Grupo de Trabajo mencionado, o de los trabajos desarrollados por otros grupos de trabajo en este ámbito. A partir de dichos trabajos se elaboraría una propuesta normativa que recogería aquellos puntos donde se detectara la necesidad de una regulación específica o la modificación de la normativa actual.

1. ANTECEDENTES

Con fecha 1 de marzo de 2012 tuvo entrada en la CNE oficio de la DGPEM de fecha 27 de febrero de 2012, por el que se solicita a esta Comisión el impulso para la creación y coordinación de un grupo de trabajo que analice la situación actual relativa a la interoperabilidad de los sistemas y equipos de medida que permiten la telegestión.

La necesidad de garantizar la interoperabilidad entre los sistemas y equipos que están siendo instalados por las distintas empresas distribuidoras ya fue puesta de manifiesto por la CNE en su Informe 220/2011, de fecha 24 de noviembre de 2011, sobre el estado de cumplimiento del Plan de Sustitución de Contadores finalizado el primer periodo de los establecidos en la Orden ITC/3860/2007, destacando la importancia de considerar la normativa europea sobre la materia, en concreto el Mandato 441/2009, de 12 de marzo,

emitido por la Comisión Europea y el ANEXO I de la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Sobre la base de lo anterior, la CNE acordó la constitución del mencionado grupo de trabajo, al que fueron invitados el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, las principales empresas distribuidoras, la Asociación de empresas distribuidoras CIDE, el Operador del Sistema, dos empresas tecnológicas (INDRA y TECNALÍA) y la Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico (AFME).

La primera reunión del citado grupo de trabajo tuvo lugar el día 27 de marzo de 2012, dedicándose la misma a la exposición de la normativa vigente tanto a nivel nacional como europeo, así como a la de las opiniones y manifestaciones de la problemática percibida por los distintos asistentes, debatiéndose algunos aspectos objeto de disparidad y, ante todo, los puntos de partida del análisis requerido.

2. NORMATIVA ESPAÑOLA

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.
- Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

- Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.

3. NORMATIVA EUROPEA

La Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece en su Anexo I sobre *Medidas de protección al consumidor* que “los Estados miembros, o cualquier autoridad competente que designen, garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos, y tendrán debidamente en cuenta el uso de las normas y mejores prácticas apropiadas, así como la importancia del desarrollo del mercado interior de la electricidad”.

En este sentido, es preciso destacar que actualmente no existe una definición, a nivel normativo, del concepto de interoperabilidad, ni del alcance que debe tener dicho concepto según lo establecido en la mencionada Directiva, si bien, tal y como se detalla a continuación, son diversos los trabajos que se están llevando a cabo a nivel europeo en este campo.

Así, en marzo de 2009, la Comisión Europea encargó a través del Mandato 441/2009¹ a CEN, CENELEC y ETSI la creación de estándares europeos relativos a las funcionalidades y comunicaciones de los contadores inteligentes, de tal forma que se garantice la interoperabilidad entre tecnologías y aplicaciones dentro de un mercado europeo armonizado.

Este Mandato instaba a la creación de estándares europeos que comprendieran una arquitectura de software y hardware abierta para los equipos de medida, de tal forma que se asegure la comunicación bidireccional de forma segura y permita la implantación de sistemas avanzados de información, gestión y control para los consumidores y empresas

¹ Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability:
<http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Measurement/Documents/M441.pdf>

de servicios energéticos. Además, se instaba a la creación de estándares que contengan soluciones armonizadas para posibles funcionalidades adicionales, señalando que debe tratarse de soluciones que logren la completa interoperabilidad.

Para dar respuesta al Mandato 441/2009, las Organizaciones de Estándares Europeos (*European Standards Organizations* – ESOs), crearon un grupo de trabajo junto con las principales partes interesadas (*Smart Metering Coordination Group* – SMCG) con el objeto de identificar las funcionalidades más relevantes de los sistemas de comunicaciones para su aplicación a los contadores inteligentes, así como el análisis de los estándares necesarios para su implementación. Como resultado de este trabajo, en diciembre de 2011 el grupo publicó el Informe Técnico CEN/CLC/ETSI/TR 50572 (*“Functional reference architecture for communications in smart metering systems”*²).

En dicho documento se define la **interoperabilidad** como la “habilidad de un sistema para intercambiar información con otros sistemas de diferentes tipos y/o de distintos fabricantes”. Por otro lado, se define el concepto de **“intercambiabilidad”** como la “habilidad de intercambiar un dispositivo por otro sin reducir la funcionalidad original y sin perder eficiencia del sistema en su conjunto”. En el citado documento se indica que el uso de estándares internacionales no es suficiente para asegurar la interoperabilidad a nivel de producto, sino que son necesarias unas especificaciones concretas a nivel de proyecto, donde se detallen los estándares utilizados, las alternativas disponibles y las opciones que deben soportar las comunicaciones utilizadas en dicho sistema. En este sentido, señala que, si bien la interoperabilidad es un objetivo alcanzable, la consecución del concepto definido como *“intercambiabilidad”* está limitada, ya que en un sistema de telemedida y telegestión se utilizan distintos medios de comunicaciones que deben adaptarse a las condiciones técnicas y económicas de cada entorno (por ejemplo, PLC y wireless). En el caso de utilizar estándares diferentes en el mismo medio de comunicación, el documento señala que el objetivo realista sería la **coexistencia**.

Por otro lado, el 1 de marzo de 2011 la Comisión Europea emitió un Mandato (M490/2011) a las Organizaciones Europeas de Estandarización para desarrollar, para

²Functional reference architecture for communications in smart metering systems:
http://ftp.cen.eu/cen/Sectors/List/Measurement/Smartmeters/CENCLCETSI_TR50572.pdf

finales de 2012, estándares que faciliten la implementación de servicios y funcionalidades de las redes inteligentes³. En relación con estos estándares, la Comisión Europea señaló en su Comunicación del 12 de abril de 2011⁴ que para asegurar el cumplimiento de los plazos establecidos se implantaría un programa de seguimiento, de tal forma que si el progreso durante el año 2011 no fuera suficiente, la Comisión intervendría para asegurar el cumplimiento de los plazos, definiendo un Código de Red si fuera necesario.

En este sentido, se creó un nuevo grupo de trabajo (Smart Grids Coordination Group – SGCG), dividido a su vez en cuatro subgrupos, con diferentes funciones relacionadas con el Mandato 490/2011. Entre ellos destaca el grupo dedicado a la definición de la Arquitectura de Referencia, que se encuentra actualmente elaborando un documento que pretende clarificar los requisitos de la mencionada Arquitectura y la descripción de sus elementos principales, considerando los flujos de información entre los distintos dominios.

Así mismo, es importante destacar que la Comisión Europea ha creado cuatro grupos de expertos relacionados con las Redes Inteligentes, en los cuales está previsto tratar distintos aspectos relacionados con la interoperabilidad de los sistemas de medida y el intercambio de información, y cuyas principales conclusiones se prevén para finales de 2012. En concreto, las áreas de trabajo son las siguientes:

- Estandarización
- Privacidad y protección de datos
- Recomendaciones regulatorias para el desarrollo de las redes inteligentes
- Desarrollo de Infraestructuras para las Redes Inteligentes

³ Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment: <ftp://ftp.cenelec.eu/CENELEC/Smartgrid/M490.pdf>

⁴ Smart Grids: from innovation to deployment: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0202:FIN:EN:PDF>

4. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS EXISTENTES EN ESPAÑA

Las empresas distribuidoras españolas, al igual que en el resto de Europa, están utilizando principalmente el PLC (Power Line Carrier) para la comunicación entre los concentradores ubicados en los centros de transformación y los contadores de los clientes. A su vez, las empresas distribuidoras están optando por distintas soluciones para la comunicación entre los concentradores instalados en los centros de transformación y los centros de control correspondientes, tales como GPRS, GSM, radio u algún otro medio similar.

A nivel global, en España se están desarrollando dos soluciones con distintas características:

4.1 *METERS & MORE*⁵

La tecnología Meters & More es una evolución del sistema Telegestore de ENEL, que se aplica en gran número de interfaces del sistema de telegestión (end-to-end). En España ha sido adoptada por ENDESA y E.ON, por lo que representa aproximadamente el 40% de la distribución en España, y el 100% en Italia. A día de hoy se operan más de 35 millones de contadores basados en esta tecnología en Italia y más de 2 millones de contadores de ENDESA y E.ON en España.

La tecnología y sus futuras evoluciones se gestionan desde la asociación independiente y sin ánimo de lucro, Meters and More AISBL, con sede en Bruselas. Según señala ENDESA, los estatutos de la asociación, su organización y los procedimientos de trabajo aseguran que Meters and More cumple con todos los requisitos de “estándar abierto” de la Comisión Europea [referencia: European interoperability framework for pan-european egovernment services. CE, v1.0 2004].

Esta asociación cuenta con 30 miembros, incluyendo a empresas eléctricas y a varios fabricantes de contadores internacionales. Sus objetivos principales son el desarrollo de un estándar de la tecnología para la telegestión y para redes inteligentes, gestionar las

⁵ Meters and more: <http://www.metersandmore.com/>

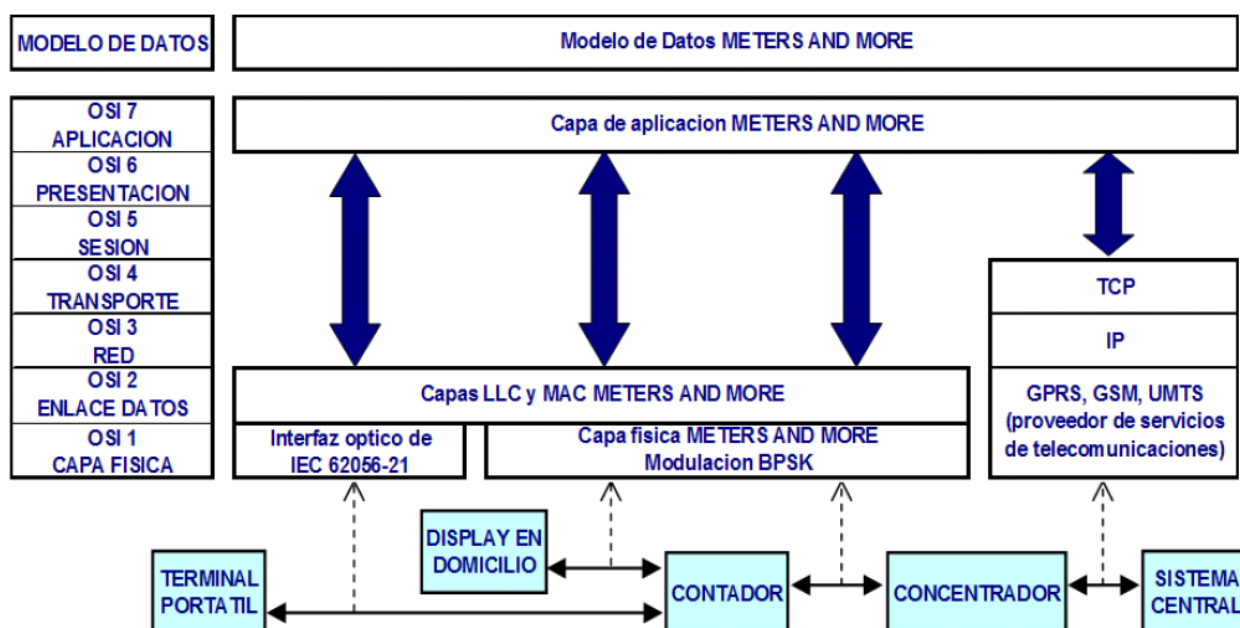
especificaciones abiertas y dirigir la evolución de la tecnología, y proporcionar un proceso de certificación para asegurar así la interoperabilidad e intercambiabilidad de los diferentes equipos y componentes Meters and More.

Según se señala en su página web, esta tecnología sigue las interfaces de los sistemas definidos por el ya citado *Smart Metering Coordination Group* (SMCG), cumpliendo con las funcionalidades de seguridad y comunicación definidas en el proyecto OPEN Meter⁶.

La arquitectura de este sistema se compone de los siguientes elementos:

- El sistema central, que gestiona toda la red de medición inteligente.
- Los concentradores, que recogen la información de los contadores inteligentes.
- Los equipos de medida.
- Dispositivos locales de Operación y Mantenimiento, para la gestión local de los concentradores y los equipos de medida.

Los diferentes niveles del modelo OSI de la tecnología Meters & More se resumen en la figura siguiente⁷:



⁶ Proyecto europeo con el objeto de definir estándares abiertos y públicos para las Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI): <http://www.openmeter.com/>

⁷ Información facilitada por ENDESA

Sus creadores destacan que los criterios que han llevado al desarrollo de este sistema han sido la eficiencia, robustez y seguridad de las comunicaciones, lo que se asegura mediante las siguientes funcionalidades:

- Mensajes muy cortos optimizados para las comunicaciones PLC de banda estrecha y comunicaciones inalámbricas.
- La capa física usa modulación BPSK.
- Soporta un alto nivel de encriptación y autenticación, mediante el uso del algoritmo AES de 128 bits.
- Permite la gestión y configuración automática de la red.
- Enfoque integral: la misma capa de aplicación para distintos interfaces (interfaz PLC entre concentrador y contador; redes basadas en TCP/IP y terminal portátil óptico para operación y mantenimiento).

4.2 PRIME⁸

La Alianza PRIME (PowerLine Intelligent Metering Evolution) es una agrupación de distintas empresas distribuidoras, fabricantes de contadores y proveedores de tecnología, centrada en el desarrollo de un modelo de arquitectura de comunicaciones pública, abierta y no propietaria, que ofrezca soporte a las nuevas funcionalidades telegestión de contadores, y permita avanzar en la construcción de las redes eléctricas del futuro (Smart Grids).

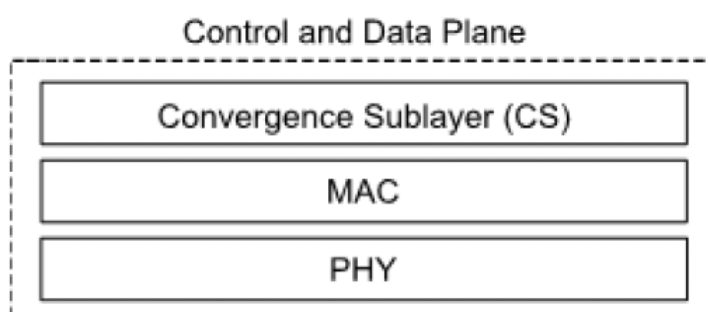
IBERDROLA fue una de las impulsoras de este proyecto, si bien EDP (propietaria a su vez de HIDROCANTÁBRICO), y GAS NATURAL FENOSA también pertenecen a esta Alianza. De este modo, PRIME abarca aproximadamente el 60% de la distribución eléctrica en España.

Este modelo de arquitectura se basa en la aplicación OFDM (multiplexación por división ortogonal en frecuencia), y el objetivo final es el establecimiento de un conjunto completo

⁸Alianza PRIME: <http://www.prime-alliance.org/>

de estándares de ámbito internacional que permita la interoperabilidad entre equipos y sistemas de distintos fabricantes. De este modo, se pretende fomentar la competitividad en el mercado de los contadores dotados de telegestión para beneficio, en última instancia, del consumidor. En este sentido, los componentes de esta nueva arquitectura (protocolos, sistemas de modulación, formatos de datos, etc.) no están sometidos a Derechos de Propiedad Intelectual.

PRIME define las siguientes capas de transmisión de datos basadas en sistema PLC de banda estrecha⁹:



- **CAPA DE CONVERGENCIA (CS):** Clasifica el tráfico para asociarlo con la conexión correcta en la capa de enlace. Es necesaria para unir la capa de enlace con las capas superiores. Se definen diversas capas de convergencia para dar cabida a distintos tipos de tráfico.
- **CAPA DE ENLACE O MAC:** proporciona distintas funcionalidades de acceso al sistema, asignación de ancho de banda, gestión de la conexión y resolución de topología.
- **CAPA FÍSICA o PHY:** Transmite y recibe PDUs (unidades de datos de protocolo) de la capa de enlace entre nodos vecinos. Está basada en la multiplexación OFDM en la banda CENELEC-A.

⁹ PRIME Technology Whitepaper: http://www.prime-alliance.org/Docs/Ref/MAC_Spec_white_paper_1_0_080721.pdf.

PRIME proporciona un software de referencia que pretende ser una interpretación funcional de las especificaciones realizadas en PRIME. Aunque hay varios módulos en el código, ofreciendo un entorno de prueba en su conjunto para Linux, es de aplicación como referencia el correspondiente a la capa PRIME MAC, que se proporciona con la intención de ser portable a cualquier plataforma, y así lograr la interoperabilidad entre productos de diferentes fabricantes.

5. DESARROLLO DE LA PRIMERA REUNIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO SOBRE INTEROPERABILIDAD

El objetivo de la primera reunión del Grupo de Trabajo fue establecer una primera toma de contacto entre los participantes en el mismo, con el objeto de analizar la situación actual relativa a la interoperabilidad, acordar el mecanismo de trabajo y fijar prioridades en cuanto a los temas a abordar. Para ello se realizó un análisis de la situación actual de los equipos de medida instalados por las compañías distribuidoras dentro del plan de sustitución masiva y evaluar tanto los problemas actuales y/o futuros en relación con la interoperabilidad de los sistemas, como las posibles barreras de entrada que mermen la salubridad del libre mercado en este ámbito.

Uno de los puntos discutidos durante la reunión fue la posibilidad de utilizar los mismos contadores diseñados dentro de la alianza PRIME con el protocolo METERS & MORE, o viceversa.

En este sentido, los representantes de la Asociación de Fabricantes de Material Eléctrico (AFME) señalaron que, hasta este momento, ninguno de los fabricantes pertenecientes a su Asociación ha visto atractiva la participación en METERS & MORE. En concreto, ante la pregunta del representante del Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre si existe un problema exclusivamente técnico que pudiera impedir la interoperabilidad de los equipos, señalaron que se trata de equipos tan diferentes que no se plantean utilizar los mismos contadores, sino que tendría que ser un proyecto totalmente distinto.

Al respecto, varios participantes señalaron la importancia de definir lo que se entiende por interoperabilidad, analizar hasta qué grado puede alcanzarse e identificar los mecanismos de los que se dispone para conseguir tecnológicamente dicha interoperabilidad.

Por parte de IBERDROLA se destacó la necesidad de enfocar la interoperabilidad como un instrumento de protección al consumidor, tal y como se establece en el Anexo I de la Directiva 2009/72/CE.

Por otro lado, E.ON señaló la necesidad de analizar las conclusiones de los distintos grupos que están trabajando en estos temas a nivel europeo, así como la necesidad de abrir el mercado a fabricantes no sólo nacionales, sino de ámbito europeo. Respecto a la definición de lo que se entiende por interoperabilidad, señalaron que ésta debe entenderse a nivel de las capas superiores, en lo que se refiere al análisis y tratamiento de la información.

Por parte de CIDE se destacó la necesidad de conseguir el mayor rango de equipos disponibles, tanto para la distribuidora como para el consumidor.

A su vez, ENDESA realizó una breve presentación sobre su visión del problema, en la que destacó que el tema objeto de este Grupo de Trabajo es de ámbito europeo, no nacional, indicando que en Europa nunca va a existir una única tecnología de comunicación y que, además, una única tecnología restringiría la competencia y la evolución tecnológica. En este sentido, indicó que las distribuidoras europeas con implantación masiva de contadores telegestionados (nórdicos e Italia) cuentan con varias generaciones tecnológicas asegurando la interoperabilidad entre ellos a nivel de sistemas. Señaló igualmente que METERS & MORE está abierto para cualquier fabricante.

A este respecto, el representante de IBERDROLA señaló que en el Anexo I de la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, se indica expresamente que *“los Estados miembros, o cualquier autoridad competente que designen garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos”*, por lo que, según su visión, parece necesario analizar el problema a nivel nacional. Adicionalmente, indicó que la falta de interoperabilidad podría afectar de forma importante a la actividad de comercialización.

Según ENDESA, el punto clave para establecer los objetivos respecto a la interoperabilidad radica en la definición de las fronteras de intercambio de información de la empresa distribuidora con los otros agentes, debiendo darse prioridad a la interfaz con las comercializadoras y con los clientes. En este sentido, ENDESA destaca que es menos relevante el alcance interno en las empresas distribuidoras. Dentro de éste, a su vez, habría que dar prioridad a la interoperabilidad entre el concentrador y los sistemas, como han hecho las distribuidoras europeas que gestionan ya varias generaciones tecnológicas. Por este motivo, considera ENDESA que con la actual tecnología PLC, el concentrador y el contador deben ir unidos.

Por su parte, IBERDROLA destacó la necesidad de considerar las conclusiones del proyecto Open Meter, citado en el Mandato 441/2009 de la Comisión Europea, y cuyos resultados son de ámbito europeo. Así mismo, TECNALIA señaló que antes de finales de 2012 está previsto que se publique la primera serie de estándares a nivel europeo.

Tras las aportaciones de los distintos participantes, y considerando los distintos puntos de vista existentes al respecto, desde la CNE se propuso establecer, como primer objetivo del Grupo de Trabajo, una definición del concepto de interoperabilidad y la forma en que debe ser enfocada, con el objeto de lograr cumplir los objetivos establecidos a nivel europeo y asegurar en todo caso la protección al consumidor. En este sentido, se solicitó a los participantes que hicieran llegar a la CNE sus propuestas sobre la definición del concepto de interoperabilidad y las implicaciones de su aplicación. En concreto, se solicitó a los participantes del Grupo de Trabajo la remisión de la siguiente información:

- Definición de Interoperabilidad y enfoque necesario para que dicho concepto sea viable en la realidad española.
- Ventajas e inconvenientes de la definición propuesta y de otras posibles interpretaciones del concepto de interoperabilidad.
- Mecanismos para conseguir la interoperabilidad en el sistema español, según la definición propuesta, identificando posibles barreras.

Las respuestas recibidas al respecto de los distintos participantes se resumen en el apartado siguiente. Los documentos aportados por los participantes se encuentran en el ANEXO 1 del presente Informe.

6. APORTACIONES RECIBIDAS DE LOS PARTICIPANTES EN EL GRUPO DE TRABAJO

6.1 Definición del concepto de interoperabilidad y enfoque necesario para que dicho concepto sea viable en la realidad española.

Existe acuerdo entre los participantes a la hora de adoptar la definición de interoperabilidad dada por los Organismos de Estandarización en el informe CEN/CLC/ETSI/TR 50572: *“habilidad de un sistema para intercambiar información con otros sistemas de diferentes tipos y/o de distintos fabricantes”*. Sin embargo, son distintas las interpretaciones que se dan a esta definición a la hora de hacerla aplicable a la realidad española.

Por un lado, **ENDESA** señala que en la realidad española, y en cualquier país con el sector eléctrico liberalizado, el objetivo fundamental es conseguir la interoperabilidad en las fronteras de la distribuidora con los clientes, comercializadores y otros agentes. En este sentido, indica que a la hora de estudiar la interoperabilidad, se pueden diferenciar dos ámbitos:

- **ÁMBITO 1:** que se ocupa de la interoperabilidad en las “fronteras” y es de máxima prioridad. Dentro de este ámbito se pueden diferenciar los siguientes interfaces:
 - A)** Interoperabilidad en el interfaz con las comercializadoras
 - B)** Interoperabilidad en el interfaz con el cliente:
 - B.1)** Interoperabilidad en el portal/servicios web para el cliente
 - B.2)** Interoperabilidad en el interfaz con dispositivos del cliente
- **ÁMBITO 2:** que se ocupa de la interoperabilidad de las tecnologías utilizadas por la distribuidora. Dentro de este ámbito se pueden diferenciar los siguientes interfaces:
 - A)** Comunicación entre Sistema Central y Concentradores (WAN)

B) Comunicación entre Concentrador y Contadores (PLC) con la tecnología elegida por la distribuidora

En la figura siguiente se representan las fronteras definidas por **ENDESA**.



En relación con lo anterior, **E.ON** señala que la interoperabilidad debe considerarse como la necesidad de que los diferentes sistemas que emplean las diferentes empresas distribuidoras para la gestión de datos obtenidos a partir de los contadores electrónicos puedan intercambiar dichos datos. De esta manera, todos aquellos agentes que puedan estar interesados (y estén autorizados para ello) en contar con dichos datos, podrán acceder a los mismos independientemente de la tecnología utilizada. Así mismo, señala que con objeto de que cualquier fabricante de cada uno de los equipos que componen un sistema de contador inteligente pueda acceder a la tecnología y participar en cualquiera de los sistemas de contador electrónico empleado por las diferentes empresas distribuidoras, debe considerarse necesario que todos los sistemas empleen protocolos abiertos.

En este sentido, **E.ON** considera que se debe exigir que los diferentes sistemas de contador electrónico que use cada una de las empresas distribuidoras en España sean capaces de intercambiar datos entre sí, independientemente de quién sea el proveedor de dichos sistemas. Sin embargo, destaca que identificar el sistema de contador electrónico con el propio contador electrónico sería un error, dado que un sistema de contador electrónico se compone de más equipos sin los cuales el contador electrónico no tendría utilidad alguna. En este sentido, considera que el concepto de sistema de contador

electrónico debe englobar, como un bloque único, el conjunto de equipos que permiten a la empresa distribuidora comunicar el contador ubicado en cada uno de los suministros que opera con el sistema de gestión de información.

Por su parte, **IBERDROLA** señala que el Mandado 441/2009 no considera la interoperabilidad como un fin en sí mismo, sino como la condición necesaria para conseguir el objetivo final (la reducción en los precios de los contadores inteligentes a partir de la creación de un mercado competitivo). Por ello, interpreta que el concepto de interoperabilidad debe ser entendido como la propiedad que deben tener los contadores con telegestión de ser intercambiables.

Por otro lado, la Agrupación de Fabricantes de Contadores Eléctricos (**AFCE**) señala que existen distintos niveles de interoperabilidad:

- **Interoperabilidad a nivel de sistemas:** debe permitir el intercambio de datos entre los distintos sistemas de telegestión. Para ello, los sistemas deberían ser capaces de adquirir datos de equipos que usen los diversos protocolos abiertos normalizados.
- **Interoperabilidad de contadores – intercambiabilidad:** permite intercambiar datos con contadores de diferentes tipos y/o de diferentes fabricantes. Para ello es necesario que los contadores de diferentes fabricantes sean compatibles desde el punto de vista de comunicación, para lo que deben adoptar los mismos protocolos abiertos normalizados para las distintas capas de la arquitectura de comunicación (capa física, capa de enlaces de datos y capa de aplicación), así como el mismo modelo de datos y los mismos objetos.

Además de lo anterior, **AFCE** señala que para alcanzar la intercambiabilidad se requiere un mismo comportamiento funcional en los interfaces de comunicación. En este sentido, señala que el escenario actual (existencia de dos protocolos a nivel nacional) no permite una interoperabilidad a nivel contador ni a nivel concentrador. Según su opinión, la interoperabilidad a nivel de sistema de información, suponiendo que fuera técnica y económicamente viable, garantizaría en todo caso la telelectura, pero no la telegestión.

Por otro lado, **TECNALIA** destaca que, si bien se pueden considerar muchos niveles de interoperabilidad, en todos los casos las smart grids requieren interoperabilidad al más alto nivel, esto es, al nivel de información semántica.

6.2 Ventajas e inconvenientes de la definición propuesta y de otras posibles interpretaciones del concepto de interoperabilidad.

En primer lugar, cabe destacar el comentario de **AFCE**, que considera que cada estado miembro debe garantizar una intercambiabilidad de contadores en su territorio para evitar ocasionar perjuicios al usuario final, tales como:

- Falta de garantías de su derecho a la libre elección de cualquier equipo de medida aprobado en España.
- Dificultades para disponer de la información sobre los consumos, a través de interfaces con el usuario, que le permitan reaccionar y adaptar sus consumos, bien sea de forma manual o a través de sistemas domóticos que permitan la gestión de la energía.

Esta visión coincide con la de **IBERDROLA**, que considera que la intercambiabilidad de los contadores con telegestión no debe entenderse como un simple requisito técnico opcional, sino como la única manera para garantizar el derecho de los consumidores a disponer de un mercado competitivo para poder adquirir o alquilar los equipos que la normativa obliga a instalar. Además, señala que este aspecto cobra especial importancia en España, puesto que la legislación vigente otorga al consumidor el derecho a disponer de un contador inteligente en régimen de propiedad o de alquiler, siempre que el contador cumpla con las especificaciones que se establezcan regulatoriamente.

En este sentido, **INDRA** señala que puesto que la comercialización es un mercado en libre competencia, la comercializadora debe tener acceso de manera directa (sobre el contador) o indirecta (sobre el sistema de telegestión de la distribuidora) a la información del cliente, que deberá contener la información de manera homogénea y suficiente. Por otro lado, señala que, dado que el consumidor puede optar por la compra del equipo de medida, se debe garantizar por parte de las distribuidoras un precio en competencia por el

equipo, pero a la vez dicho equipo debe cumplir unas especificaciones para poder integrarse en una red de telegestión propiedad de la distribuidora.

En relación con lo anterior, **INDRA** señala que los servicios que las comercializadoras pueden plantearse a futuro (servicios con objetivos de eficiencia energética) pueden requerir acceso a la información del cliente prácticamente en tiempo real. Puesto que las arquitecturas de telegestión son responsabilidad de las distribuidoras, este acceso casi en tiempo real a los datos de los consumidores a través de dicha red llevaría a:

- Un mayor tránsito de información, y por tanto coste, cuando dicha información transcurre por la red de comunicaciones contratada por la distribuidora (típicamente, comunicaciones entre el concentrador instalado en el centro de transformación y el sistema de telegestión).
- Posibles cuellos de botella que dificulten esta tipología de servicios, en eslabones sensibles de la red de telegestión (comunicaciones PLC).

Por ello, señala que no es descartable que los futuros servicios de valor añadido de las comercializadoras, encaminadas a la eficiencia energética, se deban realizar al margen de la infraestructura de telegestión creada.

E.ON, por su parte, señala que su visión del concepto de interoperabilidad es la opción que da mayor cobertura a la protección del consumidor, dado que permite que cada distribuidor emplee el diseño técnico que considere más eficiente, y por tanto, de menor coste para el consumidor. Además permite incorporar de manera rápida innovaciones y mejoras, y la exigencia del empleo de protocolos abiertos garantiza que no existe ninguna barrera para que el consumidor pueda adquirir su contador electrónico sin necesidad de acudir a la propia empresa distribuidora, dado que cualquier fabricante puede tener acceso a la tecnología. Además, señala que el hecho de adoptar una definición de interoperabilidad que pase de la frontera de habilidad de intercambiar datos entre sistemas, y por tanto entre dentro del terreno de la intercambiabilidad de equipos, supondría una modificación regulatoria retroactiva que obligaría a desechar las inversiones ya ejecutadas de acuerdo al marco regulatorio vigente.

Ese mismo punto lo pone de manifiesto **GAS NATURAL FENOSA**, que señala que la intercambiabilidad de equipos actualmente no es posible técnicamente, salvo que todos los contadores con telegestión a instalar se rediseñaran a nivel de Hardware y Software y se les incorporase un “selector” de funcionamiento, para indicar en la instalación que se comporten como PRIME o como METERS & MORE, lo que supondría un coste implantable. En este sentido, señala que la posibilidad de instalar equipos de diferentes fabricantes debería basarse en que funcionalmente y a nivel de comunicaciones el comportamiento sea idéntico.

6.3 Mecanismos para conseguir la interoperabilidad en el sistema español, según la definición propuesta, identificando posibles barreras.

ENDESA señala que para conseguir la interoperabilidad en el ámbito prioritario (fronteras), según su visión del concepto de interoperabilidad reproducido anteriormente, sería necesario definir lo siguiente:

- Interfaz 1A: interfaz con comercializadoras:
 - Ampliación de los ficheros según procedimiento definido con comercializadoras y OCSUM
 - Nuevos procedimientos para información adicional (qué y cómo, privacidad de la información)
- Interfaces 1B.2 y 1B.1: interfaz con cliente y portal / Servicios WEB:
 - Tipo de información que se proporciona
 - Formato
 - Procedimiento
 - Privacidad de los datos y cómo se envían
 - Posibilidades de uso de esa información en aplicaciones de mercado, aplicaciones domóticas, etc.

En base a lo anterior, propone iniciar, de forma coordinada por la CNE, trabajos técnicos para definir a nivel español los detalles necesarios para definir la interoperabilidad, priorizando la interoperabilidad en las fronteras de la distribuidora con clientes, comercializadoras y otros agentes. Por otro lado, respecto a la información a facilitar a comercializadores y clientes, propone la realización de un análisis coste-beneficio, ya que en el despliegue de los contadores inteligentes, y en el aprovechamiento de la información y los servicios que ellos posibilitan, la mayor parte de los costes recaen en el distribuidor, si bien los beneficios están repartidos entre los distintos agentes.

En este sentido, **GAS NATURAL FENOSA** coincide con ENDESA en que los mecanismos para conseguir la interoperabilidad en España pasarían por definir todas las fronteras de intercambio con todos los agentes (y clientes) y ver cómo cada compañía está trabajando en identificar qué información intercambiar y cómo lo va a hacer (y cómo se está planteando en Europa) para llegar al menos a homogeneizar ese intercambio y que sea igual independientemente de la distribuidora. Para ello, entiende que es necesario el desarrollo de regulación tras una puesta en común de todos estos aspectos.

De la misma manera, **E.ON** señala que actualmente no puede considerarse que exista ninguna barrera técnica para conseguir la interoperabilidad de los diferentes sistemas de contador inteligente, sino que para conseguir dicha interoperabilidad es necesario que se acometan los desarrollos que permitan definir qué datos deben compartirse, en qué formato, con qué frecuencia y entre qué agentes debe intercambiarse la información en función de los objetivos que se persigan. Señala que la única barrera que puede considerarse como tal, es la necesaria retribución que, según su opinión, deben percibir por los gastos e inversiones derivados de la captura, tratamiento e intercambio de información que deben acometer las empresas distribuidoras.

Por su parte, **HIDROCANTÁBRICO** señala que, si bien lo mejor hubiera sido definir una solución única, como se realizó en su momento para los equipos de medida Tipos 1, 2, 3 y 4, es necesario admitir que se llega tarde para ello, por lo que propone darle un sentido más amplio al concepto de interoperabilidad, de forma que ésta sea en el intercambio de la información de los diferentes sistemas de las distribuidoras con el resto de los agentes del mercado.

TECNALIA indica que con la definición propuesta no es necesario unificar tecnologías distintas (Meters & More y PRIME) siempre que se aseguren los siguientes aspectos:

- Que los elementos cumplen las reglas del sistema.
- Que haya al menos un nivel, el que sea, a través del cual exista una interoperabilidad semántica total.
- Que la calidad de servicio se mantiene al coexistir ambas tecnologías (confiabilidad, rendimiento en tiempo, privacidad y seguridad).

En este sentido, señala que para los dos primeros puntos se deberían definir las reglas de esos sistemas y se debería concretar el nivel semántico interoperable, mientras que para el tercero habría que asegurar la no perturbación entre diferentes tecnologías, puesto que, a día de hoy, nadie ha analizado la repercusión de introducir un contador Meters & More en una red PRIME, ni la repercusión de introducir un contador PRIME en una red Meters & More.

Por su parte, **AFCE** destaca que sería necesario definir un único protocolo para las capas bajas en todo el territorio nacional, así como especificaciones de requisitos funcionales, como se hizo para los equipos de medida Tipos 1, 2, 3 y 4, para los que la interoperabilidad está perfectamente definida desde la entrada en vigor del Reglamento de Puntos de Medida. Los equipos correspondientes a dichos Tipos son totalmente intercambiables, se leen y configuran todos de la misma forma, tanto en local como en remoto, y con las mismas aplicaciones, debido a que a nivel de UNESA y de todos los fabricantes se aceptó un protocolo común. Así mismo, destaca que la solución de implementar las tecnologías PRIME y Meters & More en un único contador no se plantea, ya que es técnicamente muy compleja y económicamente inviable.

El planteamiento de AFCE es similar al de **IBERDROLA**, que considera además que se debería impedir la existencia de intereses cruzados entre las empresas distribuidoras y las empresas fabricantes de equipos. Para ello, propone prohibir que la misma entidad jurídica sea a la vez empresa de distribución eléctrica –o de distinta entidad jurídica, pero que ejerza un control efectivo sobre la anterior- y fabricante de contadores. Por otro lado, para no hacer incurrir a las empresas en los costes derivados de la actual falta de normativa, propone que se establezca un periodo transitorio durante el cual los

contadores no interoperables que ya han sido instalados no deban ser sustituidos hasta la finalización del Plan de Sustitución de Contadores en 2018.

7. CONSIDERACIONES

Además de los aspectos señalados en el apartado 3 del presente Informe, referidos a la normativa europea aplicable a los aspectos relacionados con la interoperabilidad, y de los comentarios realizados por los participantes en el Grupo de Trabajo, se entiende oportuno formular las siguientes consideraciones respecto a la normativa vigente en España en relación con los sistemas de telemedida y telegestión.

PRIMERA.- El Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, establece en el apartado 8 de su artículo 9 lo siguiente:

“Los equipos de medida tipo 5, deberán estar integrados en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente. El sistema de telegestión y telemedida desarrollado por cada encargado de la lectura, los equipos asociados y, en su caso, los protocolos específicos, habrán de ser autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que, a tal efecto, establezca el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Una vez obtenida la autorización, el encargado de la lectura podrá sustituir los equipos de medida, aún cuando no sean de su propiedad.

...//...

Si el cliente optara por adquirir un equipo en propiedad, dicho equipo deberá cumplir con las especificaciones que establezca el distribuidor.”

Al respecto, se considera importante destacar que los sistemas de telegestión y telemedida que están siendo implantados por las empresas distribuidoras en el seno del Plan de Sustitución de Contadores han cumplido con los requisitos establecidos en el Real Decreto 1110/2007 respecto al procedimiento y condiciones establecidas para su autorización.

En este sentido, cualquier modificación en los requisitos exigidos a dichos sistemas podría influir de manera negativa en el cumplimiento de los plazos establecidos en la Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de

diciembre, para el Plan de Sustitución de Contadores, pudiendo suponer así mismo un perjuicio económico importante para las empresas distribuidoras, que ya han realizado inversiones significativas para llevar a cabo el mencionado Plan de Sustitución de Contadores de acuerdo al marco regulatorio vigente.

SEGUNDA.- Por otro lado, el apartado 3 del artículo 21 del Real Decreto 1110/2007, establece lo siguiente:

“3. Para la lectura y telegestión de los equipos de medida tipo 5 por parte de su encargado de la lectura se podrán utilizar distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC, GSM, GPRS, PLC, etc. Los protocolos de comunicaciones serán preferentemente públicos, como en el resto de puntos de medida, no siendo de aplicación en este caso lo previsto en el punto 1 del presente artículo. No obstante, dichos protocolos podrán ser excepcionalmente específicos, de carácter privado, formando parte de una solución global de telegestión.”

Así, el vigente Reglamento Unificado de Puntos de Medida deja abierta la puerta a protocolos de carácter privado, lo que debe ser tenido en cuenta a la hora de valorar posibles desarrollos normativos al respecto.

Igualmente, en el apartado 4 del mencionado artículo 21 del Real Decreto 1110/2007, se establece que:

“4. Las instrucciones técnicas complementarias podrán establecer restricciones por motivos de seguridad en la utilización de medios y protocolos de comunicación.”

En este sentido, se considera necesario destacar que las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento Unificado de Puntos de Medida fueron informadas por la CNE con fecha 24 de marzo de 2011 (Informe 6/2011 da la CNE), sin que hayan sido publicadas a la fecha de elaboración del presente informe.

TERCERA.- La DGPEM solicitó a la CNE el impulso y la creación de un Grupo de Trabajo que analice la situación actual relativa a la interoperabilidad de los sistemas y equipos de medida que permiten la telegestión.

La CNE ha creado dicho Grupo de Trabajo y ha constatado la existencia de serias dificultades a la hora de evaluar la aplicación del concepto de interoperabilidad en los sistemas de telemedida y telegestión, debido a las distintas interpretaciones por parte de

los participantes en el citado Grupo de Trabajo, así como a la dificultad añadida por la existencia en España de dos protocolos de comunicaciones con distintas características (PRIME y METERS&MORE).

No obstante, esta Comisión considera muy positivo el trabajo que al respecto está siendo llevado a cabo actualmente por diversos grupos de trabajo a nivel europeo, y que tienen prevista la publicación de distintas recomendaciones en relación con el tratamiento de la información y el desarrollo de arquitecturas de comunicación abiertas a finales del año 2012. Por este motivo, se considera prudente esperar a estos resultados antes de proponer posibles modificaciones normativas que pudieran afectar a los plazos establecidos en el Plan de Sustitución de Contadores y a los costes a asumir por las empresas distribuidoras y, por ende, por los consumidores.

CUARTA.- En lo que respecta a las posibles interpretaciones del concepto de interoperabilidad, la mayoría de los participantes en el Grupo de Trabajo han coincidido en que, debido a las características de los protocolos que están siendo utilizados en España, el concepto definido como *“intercambiabilidad” (habilidad de intercambiar un dispositivo por otro sin reducir la funcionalidad original y sin perder eficiencia del sistema en su conjunto)* es actualmente inviable, tanto técnica como económicamente. Por ello, la propuesta más realista parece ser entender la interoperabilidad en las capas superiores, es decir, en lo que se refiere al análisis y tratamiento de la información. En este sentido, es importante destacar que los trabajos que se están llevando a cabo a nivel europeo parecen apuntar hacia este enfoque.

Por otro lado, es importante destacar que tanto PRIME como el protocolo Meters & More están actualmente en proceso de estandarización, por lo que los resultados de dicho proceso podrían influir en las decisiones que a futuro se tomen respecto de dichos protocolos.

QUINTA.- No obstante todo lo anterior, esta Comisión considera importante destacar que la situación actual podría suponer una barrera para que los consumidores puedan comprar sus contadores en el mercado libre, puesto que se ven condicionados por el protocolo que utilice la empresa distribuidora de la zona que le corresponda. Si bien la Agrupación de Fabricantes de Contadores Eléctricos señala que la solución de

implementar tecnologías PRIME y Meters & More en un mismo contador no se plantea por su dificultad técnica y económica, tal y como se ha indicado anteriormente, esta Comisión considera prudente esperar a las recomendaciones europeas previstas a corto plazo.

SEXTA.- Por otra parte, se propone continuar con los trabajos del grupo, en el que se daría también entrada a los comercializadores, para analizar las prestaciones que pudieran ofrecer los equipos con telegestión, con el objeto de que los comercializadores y consumidores puedan realizar una verdadera gestión de la demanda, que permita aplanar la curva de carga diaria. En este sentido, se debería proporcionar al consumidor la información necesaria para que, a través del comercializador o por si mismo, pueda gestionar su demanda en función de la señal de precio del mercado y conocer la potencia realmente utilizada.

A este respecto, se considera conveniente mencionar en este punto las **especificaciones funcionales mínimas de los sistemas de telegestión**, según lo establecido en el artículo 9 del Real Decreto 1110/2007, donde además se señala que el encargado de la lectura podrá implementar en el sistema funcionalidades adicionales. Dichas funcionalidades, que facilitarían la aplicación de diversos mecanismos para la gestión de la demanda, son las siguientes:

- Lectura remota de los registros de energía activa y reactiva, así como de potencia, necesarios para la facturación de las energías y las tarifas, u otros usos que le fueran requeridos, tales como la inclusión en un panel representativo de consumidores.
- Lectura remota de los registros de los parámetros de calidad.
- Parametrización del equipo de medida de forma remota, incluyendo la configuración de los períodos de discriminación horaria y la potencia contratada.
- Activación del modo de control de la potencia demandada, maxímetro o dispositivo de control de potencia.
- Sincronización periódica remota con los concentradores.

- Control remoto de la potencia: corte y reconexión del suministro, tanto para la gestión de altas y bajas de suministros como para la ejecución de planes de gestión de la demanda.
- Por último, el sistema deberá disponer de capacidad de gestión de cargas, con el objeto de reducir la demanda en momentos críticos.

Es importante destacar que, si bien a partir de la puesta en marcha de los sistemas de telegestión, según los requerimientos establecidos en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto y en la Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre, los consumidores a los que se les haya sustituido el equipo de medida podrían tener a su disposición información referente a su consumo, período tarifario en curso, potencia máxima demandada, etc, los sistemas de telegestión aprobados hasta la fecha no incluyen dispositivos para que el consumidor acceda desde su domicilio a esta información. A este respecto, tal y como la CNE ya ha manifestado en anteriores informes de esta naturaleza, se considera necesario que se analice el método, o métodos, a adoptar para garantizar dicha comunicación usuario-equipo de medida, bien a través de una página web, bien mediante dispositivos instalados en el domicilio del cliente u otros medios.

SÉPTIMA.- Finalmente, se considera necesaria la elaboración de una normativa que recoja las acciones a llevar a cabo relativas al acceso y protección de la información que es capaz de registrar el equipo de medida con telegestión.

En relación con lo anterior, esta Comisión ya señaló en su Informe 220/2011 sobre el estado de cumplimiento del Plan de Sustitución de Contadores, finalizado el primer periodo de los establecidos en la Orden ITC/3860/2007, la necesidad de elaboración de una normativa al respecto, para lo que propuso la constitución de un Grupo de Trabajo, para analizar y promover su elaboración.

En este sentido, esta Comisión considera necesario hacer referencia a los Grupos de Trabajo creados por la Comisión Europea (Smart Grids Task Force¹⁰) para analizar el desarrollo de las redes inteligentes, los cuales han publicado distintos documentos

¹⁰ Smart Grids Task Force: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm

relacionados con la privacidad y el tratamiento de la información¹¹. Durante el año 2012 se prevé la publicación de dos informes relacionados con la evaluación del impacto de la protección y privacidad de los datos y la seguridad de las redes inteligentes.

¹¹Regulatory recommendations for data safety, data handling and data protection:
http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group2.pdf



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO 1