



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE
MODIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE
OPERACIÓN 10.4, 10.5, 10.6 Y 10.11 Y LA
PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS PARA LA
COMPROBACIÓN, VALIDACIÓN, CIERRE Y
PUESTA A DISPOSICIÓN DE LOS DATOS
PROCEDENTES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA
CONECTADOS AL SISTEMA DE TELEGESTIÓN**

INF/DE/0107/14

13 de noviembre de 2014

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 10.4, 10.5, 10.6 Y 10.11 Y LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS PARA LA COMPROBACIÓN, VALIDACIÓN, CIERRE Y PUESTA A DISPOSICIÓN DE LOS DATOS PROCEDENTES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA CONECTADOS AL SISTEMA DE TELEGESTIÓN

Expediente nº INF/DE/0107/14

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 13 de noviembre de 2014

Visto el expediente relativo a la propuesta de modificación de los Procedimientos de Operación 10.4, 10.5, 10.6 Y 10.11 y la Propuesta de procedimientos para la comprobación, validación, cierre y puesta a disposición de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, la Sala de Supervisión Regulatoria, acuerda emitir el siguiente:

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 10.4, 10.5, 10.6 Y 10.11 Y LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS PARA LA COMPROBACIÓN, VALIDACIÓN, CIERRE Y PUESTA A DISPOSICIÓN DE LOS DATOS PROCEDENTES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA CONECTADOS AL SISTEMA DE TELEGESTIÓN

1	OBJETO	6
2	ANTECEDENTES	6
3	RESUMEN DE LAS ALEGACIONES RECIBIDAS	8
3.1	ALEGACIONES DE CARÁCTER GENERAL	9
	<i>Sobre el modelo de intercambio de información que propone el Operador del Sistema ...</i>	<i>9</i>
	<i>Respecto a las anomalías observadas en el proceso de instalación e integración de contadores</i>	<i>10</i>
	<i>Sobre los plazos de aplicación de los procedimientos</i>	<i>11</i>
	<i>Sobre los puntos de medida tipo 4</i>	<i>12</i>
	<i>Sobre la confidencialidad de los datos</i>	<i>12</i>
	<i>Sobre el derecho de los consumidores a disponer de las medidas de su consumo</i>	<i>13</i>
	<i>Sobre el tratamiento de los “restos” de energía</i>	<i>14</i>
	<i>Sobre los formatos de intercambio de información</i>	<i>14</i>
	<i>Sobre la creación de un Grupo de Trabajo para la correcta implantación de los procedimientos</i>	<i>14</i>
	<i>Otros comentarios de carácter general</i>	<i>14</i>
3.2	ALEGACIONES PARTICULARES SOBRE EL P.O.10.4 “CONCENTRADORES DE MEDIDAS ELÉCTRICAS Y SISTEMAS DE COMUNICACIONES”	15
3.3	ALEGACIONES PARTICULARES SOBRE EL P.O.10.5 “CÁLCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA EN LOS PUNTOS FRONTERA Y CIERRES DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN DE MEDIDAS ELÉCTRICAS”	16
3.4	ALEGACIONES PARTICULARES SOBRE EL P.O.10.6 “AGREGACIONES DE PUNTOS DE MEDIDA”	21
3.5	ALEGACIONES PARTICULARES SOBRE EL P.O.10.11 “TRATAMIENTO E INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA, ENCARGADOS DE LA LECTURA, COMERCIALIZADORES Y RESTO DE AGENTES”	21

3.6 ALEGACIONES PARTICULARES SOBRE EL “PROCEDIMIENTO PARA LA COMPROBACIÓN, VALIDACIÓN Y CIERRE DE LOS DATOS PROCEDENTES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA CONECTADOS AL SISTEMA DE TELEGESTIÓN”	22
3.7 ALEGACIONES PARTICULARES SOBRE EL “PROCEDIMIENTO POR EL CUAL LOS DISTRIBUIDORES PONEN A DISPOSICIÓN DE LOS COMERCIALIZADORES Y LOS CONSUMIDORES LA MEDIDA HORARIA DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA TIPO 5 CONECTADOS AL SISTEMA DE TELEGESTIÓN”	23
4 CONSIDERACIONES GENERALES.....	28
4.1 SOBRE EL MODELO DE INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN PROPUESTO POR EL OPERADOR DEL SISTEMA.....	28
4.2 SOBRE EL SEGUIMIENTO DE LA IMPLANTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TELEGESTIÓN	31
4.3 SOBRE LA INCORPORACIÓN DE LOS EQUIPOS TIPO 4 EN EL SISTEMA DE TELEGESTIÓN	32
4.4 SOBRE LA CONFIDENCIALIDAD DE LA INFORMACIÓN Y EL ACCESO DE LOS CONSUMIDORES A LAS MEDIDAS DE SU CONSUMO	32
4.5 SOBRE EL TRATAMIENTO DE LOS “RESTOS” DE ENERGÍA.	34
4.6 SOBRE LA CREACIÓN DE UN GRUPO DE TRABAJO PARA LA CORRECTA IMPLANTACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS.....	35
4.7 SOBRE OTROS ASPECTOS NORMATIVOS.....	35
5 MODIFICACIONES PROPUESTAS EN LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 10.4, 10.5, 10.6 Y 10.11 RESPECTO A LA REMITIDA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA. 36	
5.1 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 10.4 “CÁLCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA EN LOS PUNTOS FRONTERA Y CIERRES DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN DE MEDIDAS ELÉCTRICAS”	36
5.2 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 10.5 “CÁLCULO DEL MEJOR VALOR DE ENERGÍA EN LOS PUNTOS FRONTERA Y CIERRES DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN DE MEDIDAS ELÉCTRICAS”	36
5.3 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 10.6 “AGREGACIONES DE PUNTOS DE MEDIDA”⁴⁰	
5.4 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 10.11 “TRATAMIENTO E INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE OPERADOR DEL SISTEMA, ENCARGADOS DE LA LECTURA, COMERCIALIZADORES Y RESTO DE AGENTES”	41

5.5 PROCEDIMIENTO PARA LA COMPROBACIÓN, VALIDACIÓN Y CIERRE DE LOS DATOS PROCEDENTES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA CONECTADOS AL SISTEMA DE TELEGESTIÓN	41
5.6 PROCEDIMIENTO POR EL CUAL LOS DISTRIBUIDORES PONEN A DISPOSICIÓN DE LOS COMERCIALIZADORES Y LOS CONSUMIDORES LA MEDIDA HORARIA DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA TIPO 5 CONECTADOS AL SISTEMA DE TELEGESTIÓN.	44
6 Erratas	48

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 10.4, 10.5, 10.6 Y 10.11 Y LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS PARA LA COMPROBACIÓN, VALIDACIÓN, CIERRE Y PUESTA A DISPOSICIÓN DE LOS DATOS PROCEDENTES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA CONECTADOS AL SISTEMA DE TELEGESTIÓN

1 OBJETO

El objeto del presente documento es atender la solicitud de informe preceptivo formulada por la Secretaría de Estado de Energía en relación con las propuestas de Modificación de los Procedimientos de Operación (POs) 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11 remitidas por el Operador del Sistema (OS) y de Procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión elaborados en su día por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En este documento se presenta un resumen de las alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (CCE) a las referidas propuestas.

Así mismo, tras el análisis de las alegaciones recibidas, se adjunta al presente informe una nueva versión de las propuestas de los referidos Procedimientos, incorporando aquellas modificaciones que se han considerado necesarias.

2 ANTECEDENTES

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, estableció en su artículo 6 lo siguiente:

“La facturación se efectuará por el comercializador de referencia que corresponda con base en lecturas reales de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación. En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo puestos a disposición o en su caso remitidos por el encargado de la lectura. No obstante lo anterior, cuando el suministro no disponga de equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrado en los correspondientes sistemas, la facturación se realizará aplicando a las lecturas reales por periodos puestas a disposición de los comercializadores por los encargados de la lectura, los

perfiles de consumo calculados de conformidad con lo previsto en el presente real decreto.”

En relación con lo anterior, la disposición adicional quinta del citado Real Decreto 216/2014 impuso a esta Comisión el siguiente mandato:

“1. Por resolución del Secretario de Estado de Energía se establecerá el procedimiento donde se regule la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, así como los protocolos de intercambio de información, de seguridad y de confidencialidad de la misma entre los agentes a efectos de facturación y liquidación de la energía. A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor de este real decreto, una propuesta de los citados procedimientos así como de cualquier otra disposición que fuese necesario desarrollar a efectos de la gestión de la medida horaria de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión.”

Al objeto de facilitar la implantación de las medidas previstas en el Real Decreto 216/2014, la CNMC acordó la constitución de un Grupo de Trabajo (GT) en el que participaron el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el OS, las empresas distribuidoras y comercializadoras y representantes de los consumidores. Del citado GT se derivó la "*Propuesta de procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, y sobre los protocolos de intercambio de información a efectos de facturación y liquidación de la energía*", aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión del día 29 de mayo de 2014, y remitida a la Secretaría de Estado de Energía.

Por otro lado, la disposición adicional decimotercera del referido Real Decreto 216/2014 establece lo siguiente:

“2. Asimismo, el Operador del Sistema, en el plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor del presente real decreto, presentará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de revisión de los procedimientos de operación del sistema que resulten necesarios para la aplicación de lo previsto en el mismo.”

En base a todo lo anterior, con fecha 18 de septiembre de 2014 ha tenido entrada en el registro de la CNMC oficio remitido por la Secretaría de Estado de Energía por el que se solicita la emisión de informe preceptivo sobre las propuestas remitidas por el Operador del Sistema y por esta Comisión, al objeto de que sean valoradas conjuntamente, en relación con los procedimientos siguientes:

- P.O. 10.4 "*Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones*".

- P.O. 10.5 "*Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas*".
- P.O. 10.6 "*Agregaciones de puntos de medida*".
- P.O. 10.11 "*Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes*".
- *Propuesta de procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, y sobre los protocolos de intercambio de información a efectos de facturación y liquidación de la energía, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 29 de mayo de 2014.*

En la propuesta recibida se incluyen los comentarios a la modificación de los POs emitidos por los representantes de los sujetos del sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y la valoración de los mismos realizada por parte del OS. La documentación recibida de la SEE se incluye en el **ANEXO I** del presente informe.

3 RESUMEN DE LAS ALEGACIONES RECIBIDAS

En el procedimiento de audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad se han recibido oficialmente alegaciones de los siguientes miembros y demás agentes del sector:

- Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Junta de Andalucía
- Agencia Española de Consumo, Seguridad Alimentaria y Nutrición (AECOSAN)
- Dirección General de Energía Minas y Seguridad Industrial de la Generalitat de Catalunya
- Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.
- Xunta de Galicia
- Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios (HISPACOOOP)
- Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE)
- Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME)
- Dirección General de Industria y Energía de la Comunidad Autónoma de Canarias

- Cooperativa Industrial de Distribuidores de Electricidad de España (CIDE)
- Red Eléctrica de España (REE), como Operador del Sistema
- Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) que formula tanto sus propias alegaciones como vehicula las alegaciones de E.ON distribución (EON), Iberdrola Clientes, S.A.U., Gas Natural Fenosa y ENDESA.
- ENDESA, S.A.

En este epígrafe se recoge un resumen de las alegaciones que han sido trasladadas a esta Comisión por los miembros del CCE y demás agentes del sector, identificando y clasificando cada una de ellas atendiendo a si se formulan con carácter general o referidas a alguno de los procedimientos en concreto. Las alegaciones recibidas se recogen en el **ANEXO II** del presente informe (*CONFIDENCIAL*).

3.1 Alegaciones de carácter general

Sobre el modelo de intercambio de información que propone el Operador del Sistema

La propuesta de P.O.10.5 establece la obligación de envío de todas las medidas horarias individualizadas de consumidores de hasta 15 kW al OS. A este respecto, varios miembros del CCE (UNESA, IBERDROLA, GAS NATURAL FENOSA, ENDESA) destacan en sus escritos que el cambio que el OS propone en el modelo de funcionamiento del sector requeriría una modificación del marco regulatorio vigente. En este sentido, ponen de manifiesto que dicha obligación es contraria a la legislación sectorial, puesto que de acuerdo con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, el encargado de la Lectura, además de ser el responsable de realizar las lecturas, es el único responsable de poner la información detallada a disposición tanto del OS para la liquidación de la energía, como del resto de participantes en la medida para la facturación de las tarifas de acceso (ATR). Por este motivo, ni el concentrador de medidas ni cualquier otro sistema que desarrollara el OS estaría habilitado para actuar como servidor de datos de los puntos de medida tipo 5.

Dichos agentes destacan además que el modelo propuesto no elimina ninguna de las publicaciones de medidas que deben hacer los distribuidores a los comercializadores, por lo que no elimina ningún coste, sino que añade el coste de realizar una extracción adicional para cada liquidación que se realice. Al respecto, indican que esta extracción de datos es mucho mayor en volumen que cualquiera que las otras extracciones a realizar, y por tanto mucho más costosa en tiempo y recursos.

Así mismo, IBERDROLA destaca que los nuevos procedimientos elaborados por la CNMC ya garantizan que la curva de carga horaria (CCH) coincida con la factura de ATR, así como la transparencia y uniformidad de criterios en el tratamiento de los datos, por lo que la propuesta del OS sólo serviría para comprobar con 3 meses de retraso un aspecto innecesario.

En base a todo lo anterior, los citados miembros del CCE destacan que utilizar el SIMEL del OS como servidor alternativo a los intercambios bilaterales entre el comercializador y el encargado de la lectura no es necesario ni operativo, e introduciría ineficiencia en el sistema de intercambio, además de generar un sobrecoste para el sistema.

Por su parte, otro de los miembros del CCE (ACIE) considera que los datos captados por los equipos de medida deberían ser recibidos directamente en un repositorio único (gestionado por la CNMC o el OS), lo que garantizaría una mayor calidad y transparencia del proceso de lectura, la aplicación de criterios de estimación homogéneos y la puesta a disposición de la información a clientes y comercializadores en igualdad de condiciones.

No obstante lo anterior, ACIE destaca que, en caso de que no se estimara su propuesta, la eventual creación de un Web Service a través del cual el encargado de la lectura informe de la curva facturada, debería necesariamente tratarse de una plataforma idéntica para todos los obligados, sin logos de cada distribuidora y con similar apariencia, auditada por el regulador. En cualquier caso, ACIE destaca la necesidad de que se aporte la CCH en el SIPS, y no consumos agregados por periodos.

Respecto a las anomalías observadas en el proceso de instalación e integración de contadores

Un miembro del CCE (ACIE) destaca la necesidad de que se aclaren las sanciones a las que se exponen las distribuidoras que incumplan con lo establecido en la normativa en relación con la implantación efectiva de los sistemas de telegestión. En este sentido, la Junta de Andalucía considera conveniente que una “autoridad competente y neutral” realice una auditoría y control de su despliegue. De acuerdo con ello, dicha actuación debería llevarse a cabo por la CNMC con el auxilio del OS.

En relación con lo anterior, CIDE considera que la CNMC podría llevar a cabo un correcto control de la implantación de los sistemas de telegestión si las empresas distribuidoras le enviaran información con una periodicidad trimestral, sin perjuicio de que, en su caso, el comercializador afectado pueda poner en conocimiento de ésta un posible incumplimiento. En relación con la calidad de las medidas horarias capturadas, considera suficiente que la información para su seguimiento se remita con periodicidad semestral. En cualquier caso, CIDE destaca que las penalizaciones a las empresas distribuidoras sólo deberían ser

aplicables cuando la falta de disposición de información al comercializador se deba a una actuación culpable o negligente del distribuidor.

Por otro lado, ACIE señala en sus alegaciones, en relación a los cobros realizados por las empresas distribuidoras por alquiler de contadores con capacidad de telemedida y telegestión y en los que las distribuidoras no aportan curva horaria al comercializador, que es necesario aclarar si se va a proceder a la devolución de cantidades indebidamente facturadas, así como el tipo de acciones que se van a realizar para evaluar la responsabilidad y los importes facturados por servicios no prestados.

En relación con la propuesta de esta Comisión de que a los consumidores que dispongan de contadores con capacidad de telemedida y telegestión para los que la empresa distribuidora no ponga a disposición de las empresas comercializadoras información horaria real (no perfilada) de los consumos de energía eléctrica, debería cobrarseles el precio alquiler correspondiente a los antiguos contadores, uno de los miembros del CEE (Junta de Andalucía), señala que este precio únicamente debería ser aplicable si el precio de los nuevos equipos es superior al anterior. En este sentido, señala que en el caso de los contadores trifásicos o contadores dobles con discriminación horaria, el precio del alquiler del equipo de medida antiguo puede ser superior al del alquiler del nuevo contador.

Sobre los plazos de aplicación de los procedimientos

En las alegaciones recibidas por parte de UNESA, tanto las suyas propias como las correspondientes a IBERDROLA, ENDESA y GAS NATURAL FENOSA, se señala que el 1 de enero de 2015 las empresas distribuidoras estarán en disposición de facilitar a los comercializadores las CCH correspondientes a los consumidores que dispongan de equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en los sistemas de telegestión.

Así mismo, indican que el 1 de abril de 2015 los comercializadores deberán empezar a facturar con datos horarios a los consumidores acogidos al PVPC que dispongan de equipos de medida tipo 5 efectivamente integrados en los sistemas de telegestión. En este sentido, destacan que una vez que los comercializadores reciban las primeras CCH, es imprescindible realizar pruebas de ajuste y fiabilidad de los sistemas, por lo que para evitar un perjuicio a los clientes y las consiguientes reclamaciones, indican que se requiere de un periodo de pruebas con datos reales de al menos 3 meses.

E.ON señala en sus alegaciones que se debería permitir a aquellas comercializadoras que hayan desarrollado la adaptación de los sistemas necesarios para la facturación horaria, que puedan adelantar la fecha de facturación con CHH real con carácter previo a la obligación para todos los agentes, con el fin de que los clientes puedan beneficiarse de estas nuevas funcionalidades lo antes posible. En cualquier caso, este agente destaca que

los plazos establecidos en los procedimientos de la CNMC deberían ser coherentes con los plazos que define el OS en sus propuestas de modificación de POs.

ASEME considera necesario un plazo de adaptación de nueve meses desde la publicación de los Procedimientos para poder poner a disposición de las empresas comercializadoras las CHH de los consumidores.

Uno de los miembros del CCE (CIDE) destaca que los plazos de implantación de los nuevos procesos son del todo insuficientes, por lo que debería concederse un plazo de al menos un año a contar desde la fecha de la publicación de los Procedimientos para adaptar los sistemas informáticos a las nuevas necesidades.

Por su parte, otro de los miembros del CEE (Junta de Andalucía) señala en su escrito de alegaciones que la fecha de 1 de julio de 2015 le parece apropiada como plazo para la obligación de poner a disposición de comercializadores y consumidores la CCH con periodicidad semanal.

Sobre los puntos de medida tipo 4

Varios miembros del CCE (OS, CIDE, ACIE y E.ON) han destacado la necesidad de resolver la medida de energía de los consumidores tipo 4, en el sentido de que estén obligados a disponer de contador con registro horario de medidas con el fin de que dichas medidas horarias puedan ser también integradas en las facturaciones y liquidaciones de energía, y les sean por tanto de aplicación los procedimientos que se informan.

Al respecto, CIDE destaca que sería necesario aprender de las experiencias pasadas y promover su integración de la mano de las empresas distribuidoras, fabricantes y tecnólogos, aplicando unos plazos de adaptación consensuados y realistas.

Sobre la confidencialidad de los datos

Dos miembros del CCE (HISPACOOOP y UNESA) ponen de manifiesto la importancia de asegurar la confidencialidad de los datos de los consumidores. En este sentido, UNESA pone de manifiesto que las CCH de los consumidores son informaciones muy sensibles, por lo que destacan la necesidad de desarrollar la regulación que permita dotar al intercambio de información de una protección adecuada. Al respecto, señala que debería modificarse la reglamentación del SIPS para dar el acceso a los datos horarios de consumo únicamente al comercializador actual del cliente, incluidos los dos años de históricos de consumo.

Por su parte, HISPACOOOP destaca la necesidad de que los portales web habilitados por los distribuidores estén dotados de los mecanismos adecuados para garantizar la seguridad de la información y la confidencialidad.

Sobre el derecho de los consumidores a disponer de las medidas de su consumo

Uno de los miembros del CCE (Junta de Andalucía) destaca en su escrito que el consumidor, como responsable de su punto de medida, y como propietario o arrendatario de los equipos de medida, debe tener derecho a disponer de todos los datos de su consumo que se utilizan o puedan ser utilizados para la facturación de sus peajes de acceso o consumos de electricidad. En este sentido, considera que los Procedimientos propuestos deberían indicar el derecho de cada sujeto de acceso a sus datos personales o de consumo.

En relación con lo anterior, y respecto al principio de interlocutor único, la Junta de Andalucía indica que, si bien el comercializador puede actuar como representante del consumidor ante el distribuidor, contratando en su nombre el acceso a las redes, los intereses del comercializador no coinciden con los del consumidor e incluso pueden ser coincidentes con los del distribuidor, por lo que una reclamación contra el distribuidor que se presenta ante el comercializador puede ser desatendida por un comercializador que no tenga interés en su solución. En este sentido, propone que en la normativa se permita al consumidor dirigirse a su distribuidor. En el caso concreto de medidas horarias, por ejemplo, los datos horarios que toma el encargado de la lectura (el distribuidor), considera que deben ser puestos a disposición del consumidor por el distribuidor.

Otro de los agentes (HISPACOOOP) pone de manifiesto que de acuerdo a los canales y protocolos de comunicación empleados para poner a disposición de los consumidores la CCH existe una limitación para acceder a esta información a un colectivo concreto de consumidores domésticos que por sus circunstancias particulares (en especial, los consumidores vulnerables, como las personas mayores, consumidores que presentan alguna discapacidad, etc.), o bien por sus condiciones económicas y sociales (consumidores con escasos recursos económicos que no disponen de Internet en su propio hogar, etc.) no pueden acceder a consultar dicha información a través del portal web que facilita el distribuidor. Al respecto, considera que habría que plantear otras posibles vías o canales de comunicación para obtener dicha información, tales como la vía telefónica o presencial en las oficinas habilitadas por los distribuidores, o los Servicios de Atención al Cliente. Así mismo, destacan que es importante asegurar que los consumidores conozcan la posibilidad de acceso a dicha información y sobre todo conozcan qué información se les va a facilitar, qué utilidad tiene la información facilitada, cuánto tiempo disponen de dicha información, y cómo hacer uso de la misma, porque de lo contrario no se garantizará el uso de estos datos por parte de los consumidores.

Sobre el tratamiento de los “restos” de energía

Uno de los miembros del CCE (UNESA) valora positivamente que publiquen en el concentrador principal los restos de energía facturada posteriores al cierre definitivo. No obstante lo anterior, varios miembros del CCE (UNESA, Junta de Andalucía y ASEME) destacan la necesidad de que se dé un tratamiento regulatorio a dichos restos, proponiendo que computen para la reducción de pérdidas del distribuidor a efectos de retribución.

Sobre los formatos de intercambio de información

CIDE señala que la propuesta de intercambio de información entre agentes está basada en unos formatos que los agentes denominan de “switching” que a día de hoy no son ni oficiales ni exigibles y que no se encuentran implantados en muchos distribuidores de menos de 100.000 clientes. Por lo tanto, y de convertirse en exigibles, a su entender resulta del todo necesario un plazo mínimo de 6 meses desde que se publique en el BOE estos procedimientos. No obstante lo anterior, y en relación al formato F1 de facturación de peajes, que es un formato mucho más extendido entre todos los distribuidores, no le ven inconveniente en implantarlo de forma inmediata porque sólo requeriría incluir un nuevo campo “TipoTelegestion” que informa sobre el estado del contador (si está o no efectivamente integrado en el sistema de telegestión).

Sobre la creación de un Grupo de Trabajo para la correcta implantación de los procedimientos

Tanto UNESA como ENDESA destacan la necesidad de que la CNMC constituya un Grupo de Trabajo, formado por distribuidores y comercializadores, con la finalidad de completar los ajustes necesarios en los formatos de intercambio de información y concretar los periodos necesarios de prueba y validación previos a la entrada definitiva en operación.

Otros comentarios de carácter general

Uno de los miembros del CCE (Junta de Andalucía) destaca la necesidad de que se desarrolle la Orden Ministerial que ya se citaba en 2007 en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida en relación a los requisitos y condiciones exigibles a los verificadores eléctricos para su autorización, a propuesta del Centro Español de Metrología y previo informe de la CNMC.

Otro de los agentes consultados (AECOSAN) indica que el texto adolece de claridad y transparencia, contiene una variedad de aspectos que se dejan indeterminados jurídicamente y cuya resolución queda sujeta a criterios poco transparentes, situaciones de incidencias en las lecturas de los contadores que se resuelven estimando las mismas, etc.

En relación con la frecuencia de la puesta a disposición de los datos a los comercializadores, ACIE destaca que resulta imprescindible que la información se publique con frecuencia diaria a todas las comercializadoras.

IBERDROLA, en los comentarios particulares remitidos a través de UNESA, indica que se deben igualar los plazos de retroactividad admitidos para rectificaciones en facturaciones a clientes y en liquidaciones con el OS, y las diferencias tramitadas en estos plazos deben contemplarse sin limitación alguna de volumen. Así mismo, sugiere ampliar el requisito de que los registros horarios de energía a efectos de liquidación totalicen la energía facturada al cliente final para todos los tipos de medida (tipos 1 a 5).

GAS NATURAL FENOSA, a través de los comentarios particulares remitidos por UNESA, destaca que la única fuente de financiación de las comercializadoras de referencia en relación con la implementación de los procedimientos de facturación horaria es el margen recogido en el PVPC, con un valor de 4 €/kW, el cual considera insuficiente, por lo que solicita una revisión urgente de este valor de coste reconocido.

3.2 Alegaciones particulares sobre el P.O.10.4 “Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones”

Apartado 4.4.2. Recepción de datos estructurales

UNESA y ENDESA indican en sus escritos de alegaciones que la información del inventario de agregaciones es suficiente para que el OS realice las funciones que tiene encomendadas, por lo que no se justifica el envío del inventario individualizado de tipos 3, 4 y 5. Al respecto, CIDE indica que el cumplimiento de dicha obligación tendría un importante impacto en los sistemas, por lo que serían necesarios mayores plazos de implantación.

Apartado 4.4.6. Obtención de pre-objeciones de medidas

Un miembro del CCE (ENDESA) propone eliminar este apartado o, en caso de mantenerlo, mencionar expresamente que es opcional para el encargado de la lectura la gestión y tramitación de las preobjeciones.

Apartado 5.2.1. Canal y protocolo de comunicación entre el concentrador principal y el concentrador secundario

Un miembro del CCE (CIDE) destaca la necesidad de mejorar el protocolo de comunicación CP-CS.

Apartado 5.10.2. Sincronización de registradores conectados al concentrador secundario

Un miembro del CCE (CIDE) indica que la obligación que exige la sincronización cada vez que se produce la comunicación con el registrador es excesiva e innecesaria.

Otros comentarios acerca del P.O.10.4

ACIE señala en su escrito de alegaciones que del mismo modo que actualmente existe el fichero CUPS con los datos de inventario de clientes tipo 1 y 2, y con la modificación de POs se incluye un fichero CUPS5 con el Inventario de puntos frontera de cliente tipo 5, indicando si estos disponen de sistema de telegestión y las fechas de vigencia con las comercializadoras, debería añadirse también en este fichero el inventario de clientes tipo 3 - CUPS3-, con la misma información que contiene el fichero CUPS5.

Así mismo, propone modificar también la actual periodicidad de publicación del archivo CUPS de "Iniciativa del distribuidor" a "Mensual".

3.3 Alegaciones particulares sobre el P.O.10.5 “Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas”

Sobre el apartado 2. Ámbito de aplicación

La Junta de Andalucía propone la siguiente redacción alternativa al último párrafo del apartado 2:

“Los encargados de la lectura son los responsables de resolver las objeciones de medidas o datos estructurales de acuerdo a lo indicado en este procedimiento, sin perjuicio de las potestades de la Administración competente.”

Sobre el apartado 3.3.1. Validación de medidas (excepto clientes tipo 5 con medida horaria)

Un miembro del CCE (ACIE) señala que en el apartado (d) (Validación de coherencia de medidas de puntos de medida), donde se indica que el encargado de la lectura podrá invalidar medidas como consecuencia de incoherencias, debería poner “*deberá invalidar*”.

Por otra parte, la Junta de Andalucía propone que la redacción que se da en el último párrafo del apartado (i) (Invalidación sistemática de medidas de un punto frontera, página 12 de 99), en cuanto a dicho coste debe modificarse de la siguiente manera:

“Las verificaciones e inspecciones como consecuencia de una anomalía en las medidas serán costeadas:

- *Si se supera la verificación a petición de algún participante, correrán por cuenta del solicitante.*

- *Si no se supera la verificación, los gastos corren por cuenta del responsable del punto de medida. No obstante, correrán por cuenta del distribuidor los gastos ocasionados por el mal funcionamiento de un equipo de medida que haya puesto a disposición del responsable del punto de medida en alquiler, en aquellos casos en que la normativa obliga a dicha puesta a disposición.*

Sobre el apartado 3.3.2. Validación de medidas de clientes tipo 5 con medida horaria

ACIE indica que en la parte de "validaciones de la CCH" y "validaciones de saldos de ATR" se debería estandarizar el bit de calidad y no dejarlo abierto al protocolo de cada modelo de contador.

Por su parte, ENDESA indica que debería eliminarse este apartado, y que en cualquier caso bastaría con hacer referencia al *Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión* elaborado por la CNMC. Además, añade que no debería hacerse referencia a aspectos relacionados con la facturación, refacturación o estimación de la medida.

Sobre el apartado 3.4.3. Consideraciones adicionales para incidencias de medidas de régimen especial tipo 3 de las que es encargado de la lectura el distribuidor

CIDE indica en su escrito que si las nuevas obligaciones supusiesen nuevos costes para los distribuidores, estos deberían ser reconocidos.

Sobre el apartado 3.4.4. Consideraciones adicionales para incidencias de medidas de puntos frontera de clientes tipo 5 con medida horaria

ENDESA considera que debe suprimirse este apartado.

Sobre el apartado 3.5. Proceso de comprobación de medidas

La Junta de Andalucía, propone la siguiente modificación:

“... Cuando existan diferencias entre las medidas firmes almacenadas en el concentrador del encargado de la lectura y la contenida en el registrador de medidas, y sin perjuicio de las sanciones administrativas que pudieran corresponder al responsable del punto de medida o al encargado de la lectura, el encargado de la lectura o la Administración competente analizarán la causa de las discrepancias y establecerán las actuaciones para su resolución.”

Sobre el apartado 4.1. Cálculo del mejor valor de energía en punto frontera

La Junta de Andalucía señala en su escrito de alegaciones que el procedimiento debe contemplar la posibilidad de que en un punto frontera pueda haber simultáneamente generación y consumo.

Sobre el apartado 4.4.2. Fronteras tipos 1, 2 y 3 de clientes

En relación con las normas establecidas en este apartado, la Junta de Andalucía señala que deberían ser reguladas en disposiciones normativas de mayor rango que los POs aprobados por Resoluciones de la Secretaría de Estado.

Sobre el apartado 4.4.5. Fronteras tipo 5 de clientes sin medida horaria

CIDE indica que para poder cumplir con lo establecido en este apartado se debería disponer de un plazo no inferior a siete meses para poder adaptar los sistemas informáticos.

Sobre el apartado 4.4.6. Fronteras tipo 5 de clientes con medida horaria

La Junta de Andalucía manifiesta que el apartado 4.4.6 de la propuesta establece formas de estimación que deberían llevarse a la Resolución de 14 de mayo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales, o norma equivalente. Destaca en este sentido el punto 4 (estimación que penaliza al responsable del punto de medida).

En relación con el señalado punto 4, el Gobierno de Canarias destaca que dicha penalización existía en otro tipo de clientes, si bien no había sido incorporada a los domésticos. En este sentido, este miembro del CCE destaca que en caso de que se opte por incluir dicha penalización, debería ser necesaria alguna acreditación del hecho que motiva la penalización por un agente independiente al proceso. Esta opinión es así mismo compartida por ACIE.

Por otro lado, ENDESA considera que debería suprimirse este apartado.

Sobre el apartado 4.5. Estimaciones de datos de energía realizadas por el Operador del Sistema en puntos frontera de los que los distribuidores son encargados de la lectura

De acuerdo con las alegaciones recibidas de ACIE, en relación con el apartado b, en el que se indica que "las agregaciones de instalaciones tipos 3 y 5 de instalaciones de generación se estimarán a 0 kWh en todos los periodos con ausencia de medida", este agente considera que esta medida perjudica a efectos de liquidaciones y garantías al sujeto representante, no existiendo ninguna penalización al encargado de la lectura por la falta de envío de medidas.

Sobre el apartado 6.4. Procedimiento de comunicación de pre-objeciones

ENDESA propone suprimir este artículo, o en caso de mantenerlo, mencionar expresamente que es opcional para el encargado de la lectura la gestión, tramitación y respuesta de estas pre-objeciones.

Sobre el apartado 6.8.3. Validación y resolución por parte del encargado de la lectura

En relación con este apartado, CIDE señala que el encargado de lectura debe limitarse a realizar las funciones que le asigna el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, entre las que no se encuentran la de supervisar que las objeciones se ajustan a los supuestos recogidos en dicho artículo. Por ello, indica que debería ser el OS, o en su caso la CNMC, quién realizase dicha labor de supervisión.

Sobre el apartado 6.10. Cierres extraordinarios

En las alegaciones de UNIÓN FENOSA remitidas a través de UNESA, destaca que los cierres extraordinarios sólo deberían aplicarse a los sujetos de mercado que queden suspendidos temporal o definitivamente, tal y como se recoge en el segundo párrafo, y no al resto de participantes. Solicita por ello que se modifique la redacción para no dar lugar a posibles interpretaciones.

Sobre el apartado 8.1. Recepción de medidas

IBERDROLA propone eliminar la nota 6 de la tabla incluida en este apartado.

Por otro lado, ACIE propone introducir una nueva fila a continuación de la denominada "*Tipo 4 y 5 de clientes*" que se denominaría "*Tipo 4 y 5 de clientes con teledatada y efectivamente integrados en el sistema de telegestión*" añadiendo una serie de modificaciones de los plazos de recepción de medidas y puesta a disposición del concentrador principal, de tal manera que las medidas se pongan a disposición de los diferentes participantes con carácter diario.

Sobre el apartado 8.6.2. Resolución de incidencias

ENDESA propone eliminar el párrafo "*Incidencias detectadas antes de validar la curva de carga horaria: se resolverán en el proceso de estimación, esto es, en los 5 días hábiles posteriores al día final del ciclo de facturación*" por no ajustarse al Procedimiento de comprobación, validación y cierre de datos de medida de la CNMC.

Sobre el apartado 8.7. Cierre del mes m+1

ENDESA propone la siguiente modificación:

“El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del quinto día hábil del mes siguiente (mes M+1) los datos estructurales y las medidas de las agregaciones de instalaciones de generación tipo 3 de las que el distribuidor es el encargado de lectura, así como antes de las ocho horas del quinto día hábil del mes M+ 7 los datos estructurales y las medidas de las agregaciones de instalaciones de generación tipo 5 de las que el distribuidor es el encargado de lectura.”

Sobre el apartado 8:8. Cierre del mes m+3

ENDESA indica que no se justifica la solicitud del OS de las medidas horarias individualizadas de puntos frontera tipo 5, pues excede de las funciones encomendadas al OS por el Reglamento de puntos de medidas. Así mismo, señala que no considera que aporten mayor valor al proceso de liquidaciones del que ya aportan las medidas agregadas de tipo 5.

Por otro lado, ENDESA destaca que, según se ha presentado en alguna reunión del grupo de seguimiento de medidas de REE, la diferencia de energía entre el cierre M+3 y el cierre definitivo (con la metodología actual, enviando el fichero ENEFAC para los tipo 4 y 5) es suficientemente pequeña como para no hacer necesario el envío de agregaciones de curvas horarias 1 perfiladas de puntos frontera de clientes tipo 4 y 5, y con mayor motivo, considera injustificada la petición de medidas horarias individualizadas en el caso de puntos frontera tipo 5.

Esta opinión es compartida por IBERDROLA; que propone la supresión íntegra del tercer párrafo de este apartado.

Sobre el apartado 8.10.1 Presentación de objeciones

CIDE indica en su escrito de alegaciones que en el subapartado b) se concede un plazo de diez días hábiles para la presentación de autoobjeciones por el encargado de la lectura, reduciéndose el actual plazo en cinco días. Indica que no está de acuerdo con dicha reducción, puesto que el plazo actual ya es un plazo suficientemente ajustado.

Sobre el apartado 8.13 Publicación al sistema de medidas de “restos” de energía facturada de periodos en cierre definitivo

UNESA indica que a pesar de que no tiene efecto sobre la liquidación de la medida en el mercado, valora positivamente que se publiquen en el concentrador principal los restos de energía facturada posteriores al cierre definitivo. No obstante, considera que debe avanzarse en dar un tratamiento regulatorio adecuado a estos restos de energía. Por otro lado, señala que debe quedar claro en el texto del articulado que se deroga la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 29 de abril de 2010 por la que se autoriza al OS a la realización de un procedimiento excepcional de cierre y estimación de medidas de clientes.

Por otro lado, ASEME considera que esta energía facturada tras el cierre definitivo y enviada al sistema de medidas como "restos", debería incorporarse al proceso de liquidación para conseguir que la facturación y liquidación sean coincidentes. Asimismo, indica que los referidos "restos" deberían computar para la reducción de pérdidas del distribuidor a efectos de retribución.

3.4 Alegaciones particulares sobre el P.O.10.6 “Agregaciones de puntos de medida”.

Sobre el apartado 4.3.3 Calculo de medidas agregadas

ACIE señala que con el fin de trasladar de una forma más clara lo indicado en el párrafo de abajo y donde dice:

Cada medida agregada de clientes tipo 3 y 4 y de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura que no dispongan de equipo de medida horario en un periodo de integración y magnitud tiene asociada adicionalmente la siguiente información

Debe decir:

Cada medida agregada de clientes tipo 3 y 4 y de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura que no dispongan de equipo de medida horario en un periodo de integración tiene asociada adicionalmente la siguiente información.

Sobre el 4.1.2 Medidas agregadas de los puntos frontera de régimen especial

CIDE propone que se establezca un plazo de 10 meses para poder llevar a cabo los desarrollos informáticos necesarios para poder incluir las dos modalidades de venta de energía (todo-todo y energía neta).

3.5 Alegaciones particulares sobre el P.O.10.11 “Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes”.

UNESA, así como IBERDROLA y ENDESA a través de sus comentarios particulares, proponen eliminar del Anexo 1, y dentro de la información mínima a remitir por el encargado de la lectura y demás participantes al Operador del sistema, la obligación de remitir los datos de la Curva de Carga Horaria de los puntos frontera tipo 5, para dar continuidad al modelo actual de envío hacia este operador de las curvas de carga agregadas. Así lo anterior, el citado párrafo quedaría redactado de la siguiente manera:

- ❖ *Cambios de comercializador o representante (Puntos tipo 1 y 2-y-5)*
- ❖ *Curva de carga horaria de punto frontera (Puntos tipo 1 y 2-y-5)*

3.6 Alegaciones particulares sobre el “Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión”

Sobre el apartado 2. Definiciones

La Junta de Andalucía propone incluir definiciones precisas de algunos de los términos utilizados en los procedimientos.

Por su parte IBERDROLA propone corregir la definición de “sistema de telegestión” y eliminar la palabra “mensual” de la definición de “Saldo mensual de ATR”.

Finalmente, UNESA indica que, en relación con la definición del “saldo mensual de ATR”, por coherencia con el Real Decreto 216/2014, el día final debe estar incluido completo dentro del ciclo de facturación.

Sobre el apartado 3.1. Captación de la medida

ENDESA propone la eliminación del siguiente párrafo:

‘La captura de las magnitudes necesarias para la facturación de la CCH se hará preferentemente de forma remota a través de los diferentes sistemas de telegestión de los encargados de la lectura, y excepcionalmente de forma local mediante TPL’

En este sentido, indica que el procedimiento ya regula con claridad cuáles son los posibles orígenes de la medida, así como el proceso de tratamiento y estimación de la CCH para su uso en la facturación en función de los datos disponibles.

Por otra parte, CIDE destaca su desacuerdo con la obligación de remitir a los consumidores la CCH con periodicidad semanal.

Sobre el apartado 4.3. Validación del saldo mensual de ATR

E.ON considera que en el primer párrafo del procedimiento, donde se indica: “Los dos resúmenes diarios utilizados para el cálculo...” debería decir “Los dos resúmenes diarios o lecturas absolutas utilizados para el cálculo...”.

Sobre el apartado 6. Proceso de tratamiento y estimación de la CCH para su uso en la facturación

UNESA e IBERDROLA CLIENTES, S.A.U. señalan que no es necesario incluir los campos “Tipo de saldo de ATR” y “Origen” en el XML de facturación.

Al respecto, UNESA indica que ya existe un campo que indica el origen de la medida (Tabla 44 de los formatos acordados en OCSUM).

Por otro lado, IBERDROLA destaca que la puesta a disposición de la curva tratada y firme (CCH_FACT) a las comercializadoras a efectos de facturación al consumidor debería coincidir en el tiempo con la emisión de la factura de acceso. De esta forma, señala que se garantizaría que el comercializador recibe la factura de acceso con toda la información necesaria, incluida la CCH, para facturar a su cliente.

Sobre el apartado 6.3. Proceso de estimación en caso de existencia de huecos en la CCH o diferencias entre la CCH y el saldo mensual de ATR

IBERDROLA indica que la estimación de huecos diariamente puede generar errores de redondeo diarios y por tanto puede obligar a un segundo ajuste con la factura, ya que el error acumulado es superior.

En relación con el apartado b) IBERDROLA señala que el plazo para rellenar los huecos la CCH debería fijarse en 5 días hábiles.

Sobre el apartado 6.4. Proceso de estimación en caso de inexistencia de saldo mensual de ATR y CCH no disponible o incompleta

IBERDROLA señala que debería hacerse referencia a la Resolución de 14 de mayo de 2009, o disposición que la sustituya, sin desarrollar en este apartado el proceso a seguir.

Por su parte, en relación a la indicación final de este apartado “*la negativa del consumidor deberá estar debidamente justificada por parte del encargado de la lectura*”, E.ON considera que debe detallarse la metodología uniforme para justificar la negativa del consumidor para poder realizar la aplicación de la estimación del 33% de la potencia contratada.

IBERDROLA CLIENTES, S.A.U. destaca que debería establecerse un catálogo de las modalidades posibles de facturación, de los criterios y procedimientos, para su aplicación unificada por todos los distribuidores/encargados de lectura.

3.7 Alegaciones particulares sobre el “Procedimiento por el cual los distribuidores ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores la medida horaria de los equipos de medida tipo 5 conectados al sistema de telegestión”

Sobre el apartado 4.2.2.1 Canales y protocolos de comunicación

ENDESA señala que es preferible eliminar el párrafo cuarto en el que se señala que el servidor que se utilice debe ser el mismo que para los tipo 1, 2 y 3, porque es preferible establecer las modificaciones que se propongan cuando se aborde el procedimiento de los tipo 4, en donde se analizarían el impacto y las consecuencias que se deriven de las modificaciones de los tipos 1, 2 y 3. Por ese mismo motivo, debería eliminarse la última frase del último párrafo con

el fin de no se mezclen en la misma carpeta las curvas de los tipos 1, 2 y 3. Así lo anterior, quedaría redactado de la siguiente manera:

“ [...]”

~~Dicho servidor será el mismo que se utilice para la remisión de la información de las curvas de medida horaria para clientes con punto de medida de tipo 1,2 y 3.~~

~~Incluirá un proceso de borrado de ficheros con antigüedad nunca inferior a veinticuatro meses.~~

~~En el servidor habilitado por cada encargado de lectura existirá una carpeta para cada comercializador o cliente directo a mercado identificada por su código de agente en el SIMEL.~~

~~Dentro de esta carpeta de agente, se habilitará una subcarpeta denominada 01_Salida_FACT donde el encargado de lectura dejará la información que pueda descargarse relativa a las curvas CCH_FACT. Esta carpeta será la misma que se utilice para la puesta a disposición del comercializador de las curvas de carga horaria de los equipos de medida 1,2 y 3.”~~

Por lo que se refiere a la obligación de habilitar un servidor FTP para publicación y recepción de los ficheros establecidos CIDE considera que no debe ser en este procedimiento donde se establezca sino en el P.O 10.11 de REE.

Sobre el apartado 4.2.2.3 de Plazos en el envío de las curvas de carga horaria de facturación CCH FACT al comercializador

Eon señala que los cierres de energías en la fecha de cambio de comercializador no deben limitarse a que se realicen con los resúmenes diarios y que también se permita utilizar la lectura absoluta del contador para el día del cambio de comercializador.

CIDE señala que considera insuficiente los plazos de remisión de la CCH_FACT al igual que ya ha señalado en sus comentarios generales.

Sobre el apartado 4.2.2.4 de las actualizaciones de la curva de carga ante incidencias en la medida que pueden ocasionar nuevas facturaciones de peajes

IBEDROLA indica que a día de hoy en el que las comunicaciones entre los operadores ya se realizan por medios electrónicos, ya no tiene sentido que estos procedimientos aún contemplen comunicaciones escritas entre el distribuidor y el comercializador. Para ello propone eliminar por este medio escrito el envío al comercializador de la comunicación que debe efectuar ante casos de detecciones de fraude por parte del distribuidor.

Gas Natural Fenosa y CIDE, por su parte señalan que se deben eliminar las exigencias que excedan de lo regulado en el Real Decreto 1955/2000 y que resulta suficiente indicar que se aplicaría lo que corresponda de este Real Decreto para los casos de refacturaciones o sus complementos para los casos de detecciones de fraudes o anomalías de equipos de medida.

Sobre el apartado 4.3.4. Actualizaciones y Plazos

IBEDROLA estima necesaria que se especifique que el mantenimiento del histórico de la curva de carga se refiera a la CCH_FACT ya que mantener un histórico de la CCH_VAL carece de utilidad.

Sobre el apartado 5.4 Confidencialidad de la información

La Junta de Andalucía señala que debe quedar más claro que las Comunidades Autónomas son administraciones competentes en materia energética y que tienen potestad para decidir si delegan sus competencias en sus órganos de energía o en otros órganos como los competentes en consumo.

Sobre el apartado 5.2 Estructura y Formatos.

La Junta de Andalucía considera que los consumidores, además de tener acceso a la CCH_FACT a través del distribuidor, deben tener información sobre la potencia máxima (a efectos de limitación de potencia), entendiéndose que no debe ser ésta el valor instantáneo de la misma sino aquel valor que daría lugar a un disparo del ICP con la desconexión del suministro y que el consumidor pueda optar por elegir el control de potencia mediante maxímetro o ICP.

Sobre el apartado 6 Procedimiento de remisión de información al Operador del Sistema para la liquidación de la medida

IBEDROLA señala que debe especificarse que el envío por el EdL de la medida horaria procedente de los contadores de telegestión tipo 5 sea agregada tal y como ha puesto de manifiesto en sus consideraciones generales de alegaciones sobre el modelo de datos de curvas de carga que son necesarias para este operador a efectos de liquidación de energía.

Sobre el apartado 8 Entrada en vigor

ACIE señala que la obligación de facturación en el plazo que se indica del 1 de enero de 2015 sobre facturación mediante el uso de la curva de carga horaria, debe ser únicamente para los comercializadores de referencia.

UNESA así como, GAS NATURAL FENOSA y ENDESA a través de sus comentarios particulares, señalan que las fechas de implementación del intercambio de información por parte del distribuidor del 1 de diciembre de 2014 y facturación horaria al consumidor del 1 de enero de 2015, suponen la creación de una nueva funcionalidad de procesos relacionados con la captura, tratamiento y publicación de curvas de carga. En este sentido, estarían en disposición de poder cumplir para el 1 de enero de 2015 como fecha para que los distribuidores pongan a disposición de los comercializadores las curvas de carga horarias. No obstante, consideran necesario que el periodo de prueba se amplíe hasta el 1 de febrero de 2015 (ENDESA) o 1 de abril de 2015 (Gas Natural Fenosa) como fecha de obligado cumplimiento para que los comercializadores empiecen a facturar como dichas curvas.

En relación a la entrada en vigor del modo de facturación complementaria de los fraudes, ENDESA señala que necesitaría un periodo transitorio de al menos 1 año (hasta el 1 de enero de 2016) para poder adaptar sus sistemas, ya que la construcción de nuevas curvas de los consumos recogidos en dichas facturas puede abarcar meses o incluso años con una importante dificultad técnica.

CIDE propone la siguiente redacción, para dar cabida a que los procedimientos se implanten con retraso de X meses desde su entrada en vigor. En concreto, solicita que los formatos de intercambio de información entre agentes no sean de obligado cumplimiento hasta que haya una norma que los ampare, que el formato del Fichero F1 se implante, aunque también con un cierto retraso desde la publicación desde la publicación, y que los certificados digitales de acceso puedan ser requeridos por las distribuidoras al año de su entrada en vigor:

“8. Entrada en vigor

Se establece un plazo de X meses para la implementación del procedimiento de puesta a disposición de CCH_FACT de los comercializadores previsto en el apartado 4.2.

Lo establecido en el apartado 4.1 será de obligado cumplimiento una vez aprobados los procedimientos que regulen el intercambio de información entre comercializadores y distribuidores contemplando para su implantación un transitorio mínimo de 6 meses desde su publicación efectiva.

Hasta la entrada en vigor efectiva de 4.1 el distribuidor informará del estado del equipo de medida a través del fichero F1 que deberá estar efectivo en un plazo de X meses desde la aprobación del presente procedimiento.

Lo referente al apartado 6 será de aplicación en los plazos que se recojan en los procedimientos de operación que se aprueben.

Lo dispuesto en los apartados 4.3 y 5 resultará de aplicación a partir del 1 de julio de 2015.

El certificado digital al que hace referencia el apartado 4.2.2.5 será requerido por las distribuidoras al año de la entrada en vigor del presente procedimiento.”

Sobre el Anexo A Códigos de Tablas y campos necesarios para adaptar los formatos de intercambio de información

UNESA así como ENDESA a través de sus comentarios particulares, indica que debe facilitarse un link ligado a la web de la CNMC en vez del actual de OCSUM, teniendo en cuenta que se ha extinguido esta oficina el 1 de julio de 2014.

4 CONSIDERACIONES GENERALES

4.1 *Sobre el modelo de intercambio de información propuesto por el Operador del Sistema*

Tal y como han puesto de manifiesto varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, la propuesta de Procedimientos de Operación de medidas supone un cambio relevante en el modelo de funcionamiento del sector, al pretender implantar un modelo de intercambio de datos para los equipos de medida tipo 5 que requeriría un cambio sustancial del marco regulatorio vigente.

En este sentido, cabe destacar que de acuerdo con el artículo 3 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, el encargado de la lectura es la entidad responsable de realizar la lectura (ya sea en modo remoto, local o visual) y poner la información a disposición del operador del sistema y del resto de participantes en la medida. Así mismo, según el citado Reglamento, en los puntos frontera de clientes la empresa distribuidora es el encargado de la lectura en relación con los datos requeridos para la facturación de las tarifas de suministro, las tarifas de acceso y la energía que haya de liquidarse en el mercado.

Por otro lado, el artículo 4 del citado Reglamento establece que el Operador del Sistema es el responsable del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión. Así mismo, el artículo 5 establece lo siguiente en relación con el tratamiento de la información:

“El operador del sistema recibirá y realizará el tratamiento de la información sobre medidas.

A este fin instalará y operará el concentrador principal de medidas eléctricas en las condiciones descritas en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Análogamente, los encargados de la lectura recibirán y realizarán el tratamiento de la información que corresponda así como su posterior puesta a disposición de los participantes en la medida y/o del operador del sistema, según corresponda y conforme a lo establecido en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias. A este fin instalarán y operarán los concentradores secundarios de medidas asociados a los puntos de medida de los que son encargados de la lectura.”

En relación con lo anterior, el artículo 25 del reiterado Reglamento establece lo siguiente en relación con la información contenida en los concentradores de medidas:

“El operador del sistema, como responsable del concentrador principal, recibirá la información con el grado de desagregación que establezcan las instrucciones técnicas complementarias.”

“El concentrador principal actuará como servidor de datos para todos los puntos de medida cuyo encargado de la lectura sea el operador del sistema. Las instrucciones técnicas complementarias detallarán la información y grado de desagregación que deberá contener.”

“Los concentradores secundarios del encargado de la lectura actuarán igualmente como servidores de datos en relación con los puntos de medida a él asociados, debiendo recibir la información que se determine en las instrucciones técnicas complementarias.”

Cabe destacar que actualmente se encuentran pendientes de aprobación las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico (ITCs), informadas por esta Comisión en marzo de 2011. En este sentido, como ya se puso de manifiesto en el *“Informe sobre la Propuesta de procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, y sobre los protocolos de intercambios de información a efectos de facturación y liquidación de la energía”*, se considera necesaria su revisión al objeto de adaptarlas a los nuevos desarrollos normativos relacionados con las medidas horarias procedentes de los equipos de medida tipo 5 conectados al sistema de telegestión de las empresas distribuidoras. **En cualquier caso, del Reglamento aprobado por el Real Decreto 1110/2007 se desprende que cualquier modificación sustancial del grado de desagregación de las medidas a contener en el concentrador principal debería vehicularse a través de las citadas ITCs, y no de los Procedimientos de Operación que se informan.**

Por su parte, el artículo 26 del Reglamento establece lo siguiente en relación con el acceso a la información contenida en los concentradores:

“1. La información relativa a la medida de clientes obtenida por la aplicación de este reglamento tiene carácter confidencial. La difusión de la información de medidas sólo podrá hacerse con consentimiento expreso de los afectados. No obstante, los participantes recibirán la información que resulte imprescindible para realizar sus funciones y podrán obtener certificaciones de dicha información de su encargado de la lectura.

...//...

5. En el ejercicio de sus respectivas competencias o funciones, podrán acceder a la información de medidas contenida en el concentrador principal y en los secundarios, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las comunidades autónomas y la Comisión Nacional de Energía. Estas entidades y el operador del sistema podrán publicar información agregada de medidas de clientes, así como del resto de puntos conforme a lo previsto en el apartado 4 anterior.”

De acuerdo con los comentarios recibidos por parte del Operador del Sistema, la propuesta de procedimientos de Operación *amplía y optimiza los intercambios de información entre encargados de lectura y comercializadores con la información de los contadores inteligentes de clientes tipo 5, utilizando SIMEL como servidor alternativo a los intercambios bilaterales entre ambos sujetos, para la liquidación de energía.* Al respecto, se considera que **actualmente no se justifica la necesidad de duplicar los servidores de datos para los tipos de medida tipo 5**, puesto que, tal y como ponen de manifiesto varios miembros del CCE, no parece aportar ninguna ventaja técnica ni económica, sino que añade mayor complejidad al proceso de extracción de datos por parte de los encargados de la lectura, sin aportar a priori ninguna ventaja operativa. Adicionalmente, carecía de sentido abordar esta medida cuando los tipos de medida 3 y 4, asociados a consumidores de mayor tamaño, se seguirían reportando al Operador del Sistema con carácter agregado.

Esta Comisión considera que puesto que con los procedimientos de tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, propuestos por la CNMC, toda la información de medida será puesta a disposición de los comercializadores en formatos homogéneos, con uniformidad de criterios en el tratamiento de los datos, el hecho de que la información de medida resida en uno o varios repositorios no debería ser una barrera para que los comercializadores accedan a los datos que se disponga en la normativa de aplicación para el cumplimiento de sus funciones.

En este sentido, es importante señalar que el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, establece que las empresas distribuidoras deberán contar con los medios necesarios para que cualquier comercializador o la Oficina de Cambio de Suministrador, de acuerdo con lo establecido en la norma reguladora de su funcionamiento, pueda descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, así como llevar a cabo una selección detallada de los puntos de suministro respecto a los cuales quiere acceder a sus datos, en función de las diferentes categorías de datos que se establecen en el Sistema de información de puntos de suministro (SIPS).

Así mismo, es preciso destacar que, a efectos de liquidaciones, el tratamiento de la medida de los contadores tipo 5 de forma agregada no interfiere en ningún caso con el cumplimiento de las funciones asignadas al Operador del Sistema, sino que el proceso de liquidación tendría una continuidad total con los procedimientos actuales.

Por otro lado, cabe destacar que el artículo 29 del Reglamento aprobado por el Real Decreto 1110/2007, establece que *“el coste para la instalación, operación y mantenimiento del concentrador principal, así como el coste de comunicaciones originado por las llamadas cursadas desde dicho concentrador*

a un concentrador secundario para la obtención de la información de medidas, se incluirán en el coste reconocido al operador del sistema”. Por tanto, se considera que **las modificaciones derivadas de la propuesta de Procedimientos de Operación supondrían un incremento en los costes de comunicaciones del concentrador principal que resultan innecesarios y que repercutirían directamente en los costes del Sistema.**

4.2 Sobre el seguimiento de la implantación de los sistemas de telegestión

Tal y como puso de manifiesto esta Comisión en el *“Informe sobre la Propuesta de procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, y sobre los protocolos de intercambios de información a efectos de facturación y liquidación de la energía”*, se considera conveniente que la Resolución que finalmente apruebe los Procedimientos objeto de este informe, contemple la obligación a las distribuidoras de remisión mensual de información a la CNMC sobre el número de suministros para los que ha puesto a disposición de las empresas comercializadoras información horaria real (no perfilada) de los consumos de energía eléctrica. Ello al objeto de que los datos obtenidos sean publicados en la web de la CNMC.

Adicionalmente, a fin de realizar un seguimiento sobre la calidad de las medidas horarias capturadas por las distribuidoras, la mencionada Resolución debería contemplar también la obligación de remisión de información trimestral a la CNMC sobre el número de horas estimadas y reales con el que se ha realizado la facturación del consumidor. En este caso, deberá hacerse referencia al método de obtención de la medida de acuerdo con la tabla incluida en el apartado 6 del *Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión*.

En relación con lo anterior, esta Comisión propuso en el *“Informe sobre la Propuesta de procedimientos para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, y sobre los protocolos de intercambios de información a efectos de facturación y liquidación de la energía”* que para aquellos consumidores que dispongan de contadores con capacidad de telemedida y telegestión para los que la empresa distribuidora no ponga a disposición de las empresas comercializadoras información horaria real (no perfilada) de los consumos de energía eléctrica, debería cobrárseles el precio alquiler del equipo de medida correspondiente a los antiguos contadores monofásicos (0,54€/mes, de acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/3860/2007), puesto que tales consumidores no se están beneficiando de las funcionalidades de los nuevos equipos de medida.

En este sentido, tal y como menciona uno de los miembros del CCE en su escrito de alegaciones, en el caso de contadores trifásicos o contadores dobles con discriminación horaria en los que el precio del alquiler del equipo de medida y control antiguo sea superior al del alquiler del nuevo contador, deberá cobrarse el coste de alquiler del nuevo contador.

Así mismo, para aquellos consumidores que dispongan de contadores con capacidad de telemedida y telegestión para los que la empresa distribuidora no ponga a disposición de las empresas comercializadoras información horaria real (no perfilada) de los consumos de energía eléctrica, debería ser de aplicación lo establecido en el artículo 13 del Real Decreto 1048/2013 (incumplimiento del deber de lectura), por lo que la retribución a percibir por la empresa distribuidora para esos consumidores en concepto de lectura se reduciría en un 50%.

4.3 Sobre la incorporación de los equipos tipo 4 en el sistema de telegestión

Tal y como la CNMC ha destacado en varias ocasiones, la obligación de integración de los equipos de medida tipo 5 en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente, establecida en el artículo 9.8 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, debería hacerse extensiva a los equipos de medida tipo 4, de modo que para esta tipología de equipos el sistema pueda beneficiarse de la reducción de costes que la telegestión y telemedida conlleva.

No obstante, la integración de los equipos de medida tipo 4 dentro del sistema de telegestión y telemedida requeriría de un periodo transitorio para la adaptación de los mismos por parte de los encargados de la lectura. En este sentido, será necesario analizar la adaptación del presente procedimiento para su aplicación a los datos procedentes de los equipos de medida tipo 4.

4.4 Sobre la confidencialidad de la información y el acceso de los consumidores a las medidas de su consumo

En relación con la preocupación puesta de manifiesto por algunos miembros del CCE respecto a la necesidad de asegurar la confidencialidad de los datos de los consumidores, cabe destacar que la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece en su artículo 9 en relación con los sistemas de contador inteligente que:

“b) se asegurarán de la seguridad de los contadores inteligentes y la transmisión de datos, así como de la privacidad de los clientes finales, de conformidad con la legislación pertinente de la Unión en materia de protección de los datos y de la intimidad personal”

Este aspecto está así mismo recogido en el artículo 26 del Reglamento aprobado por el Real Decreto 1110/2007, donde se establece que:

“1. La información relativa a la medida de clientes obtenida por la aplicación de este reglamento tiene carácter confidencial. La difusión de la información de medidas sólo podrá hacerse con consentimiento expreso de los afectados. No obstante, los participantes recibirán la información que resulte imprescindible para realizar sus funciones y podrán obtener certificaciones de dicha información de su encargado de la lectura.”

Así mismo, en relación con el derecho de los consumidores a disponer de las medidas de su consumo, el citado artículo 26 del Reglamento establece lo siguiente:

“3. Los titulares de concentradores secundarios serán plenamente responsables de garantizar la confidencialidad de la información y datos de clientes de que dispongan. Dicha responsabilidad no podrá delegarse ni transferirse a terceros, sin perjuicio de que la propiedad, gestión, explotación o mantenimiento del concentrador secundario pueda corresponder a otra entidad que no coincida jurídicamente con la titular. En estos supuestos, la entidad titular habrá de establecer con los responsables de los puntos de medida los pactos que en cada caso se puedan requerir.

En todo caso, el responsable del punto de medida podrá reclamar del encargado de la lectura todos los datos que sobre él disponga, incluso en soporte informático.”

Cabe destacar en este sentido que el cliente es el responsable de la instalación y equipos que miden su consumo, de acuerdo con el artículo 12 del Reglamento unificado de puntos de medida.

En relación con este último aspecto sobre que los consumidores deben tener acceso a los datos de sus consumos horarios, **cabe señalar que los procedimientos propuestos dan cumplimiento a este aspecto toda vez que es el encargado de la lectura es responsable de habilitar un portal web que permita a los consumidores de su red de distribución tener acceso a sus medidas facturadas (CCH_FACT), capturadas y estimadas en su caso, en un formato de soporte informático (excel y plano).**

Finalmente, cabe mencionar que la regulación actual ya permite disponer de las curvas de carga horarias de todos los consumidores que disponen de medida horaria. En este sentido, el artículo 7.1 letra u) del Real Decreto 1435/2002, establece que esta información ha de estar publicada en el Sistema de Información de Puntos de Suministro de las distribuidoras (SIPs), al que tienen acceso todas las comercializadoras de energía eléctrica sin excepción alguna:

“Para los puntos de suministro sobre los que la empresa distribuidora dispone de curvas de carga horarias de los consumos del punto de suministro, la información ha de incluir las curvas de carga horarias correspondientes a los dos últimos años”.

Por ello, si bien el procedimiento propuesto asegura que el único comercializador que tiene acceso a los datos de medidas horarias es aquel que en un momento dado suministra al consumidor, dichas medidas horarias serán accesibles a cualquier comercializador a través de los datos que actualmente contempla el SIPS. Esta Comisión considera que la disposición de estos datos a través de este sistema, revela información de carácter personal, -como pueden ser los hábitos de consumo de una persona física-, cuya difusión pudiera poner en riesgo la protección del consumidor.

Por todo lo anterior, se propone modificar el apartado 1 del artículo 7 del RD 1435/2002, estableciendo una excepción para que no se publiquen las curvas de carga de los puntos de suministro cuyo titular sea una persona física, aportándose con un cierto desglose únicamente por periodos horarios.

4.5 Sobre el tratamiento de los “restos” de energía.

En relación con el comentario de uno de los miembros del CCE acerca de la preocupación ante el aumento de las pérdidas del sistema en situaciones de caída de la demanda, donde pone de manifiesto que los POs dejan abierto y sin solución el tratamiento de los "restos" de energía facturada, positivos o negativos, se considera necesario destacar que recientemente se ha creado un Grupo de Trabajo en el que se pretende abordar las posibles actuaciones a adoptar ante el incremento del porcentaje de pérdidas.

Respeto a la posibilidad de que dichos restos computen para la reducción de pérdidas del distribuidor a efectos de retribución, se considera que dicha inclusión en el cálculo del porcentaje de pérdidas, en un periodo diferente al que corresponden las medidas, tal y como proponen algunas empresas distribuidoras, introduciría distorsiones en los cálculos, lo cual no responde al objetivo último de dicho incentivo, según se establece en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Por otro lado, en caso de que dichos restos de energía se correspondan con situaciones de fraude detectadas con posterioridad a los cierres definitivos, cabe destacar que el citado Real Decreto 1048/2013 ha introducido un nuevo incentivo a las empresas distribuidoras para la disminución del fraude, en base al fraude detectado y declarado a efectos de las liquidaciones.

4.6 Sobre la creación de un Grupo de Trabajo para la correcta implantación de los procedimientos.

Esta Comisión considera adecuado que, tal y como reclaman varios miembros del CCE, se constituya un Grupo de Trabajo, formado por distribuidores y comercializadores, con la finalidad de completar, en su caso, los ajustes necesarios en los formatos de intercambio de información y realizar el debido seguimiento en los periodos de prueba y validación previos a la entrada definitiva en operación de los Procedimientos. Para ello, la CNMC mantendrá un grupo de trabajo de seguimiento, una vez que se aprueben los procedimientos que se informan, al objeto de asegurar su correcta implantación.

4.7 Sobre otros aspectos normativos.

Esta Comisión comparte la opinión expresada por uno de los miembros del CCE acerca de la necesidad de que se desarrolle la Orden Ministerial que se menciona en el artículo 16 del Reglamento unificado de puntos de medida, en relación a los requisitos y condiciones exigibles a los verificadores eléctricos para su autorización.

Así mismo, se considera necesario que en el texto de la Resolución que apruebe los Procedimientos que se informan se especifique que queda derogada la *Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 29 de abril de 2010 por la que se autoriza al Operador del Sistema a la realización de un procedimiento excepcional de cierre y estimación de medidas de clientes.*

5 MODIFICACIONES PROPUESTAS EN LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 10.4, 10.5, 10.6 Y 10.11 RESPECTO A LA REMITIDA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA

5.1 Procedimiento de Operación 10.4 “Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas”

En relación con lo indicado en el apartado 4.1 sobre el modelo de intercambio de información propuesto por el Operador del Sistema, se considera que la información del inventario de agregaciones es suficiente para que el Operador del Sistema realice las funciones que tiene encomendadas, por lo que no sería necesario el envío del inventario actualizado de los puntos de medida 3,4 y 5. Se propone en este sentido modificar el apartado 4.4.2.

En el **ANEXO III** del presente informe se incluye la propuesta de P.O.10.4 con la modificación propuesta.

5.2 Procedimiento de Operación 10.5 “Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas”

Sobre el apartado 3.3.1. Validación de medidas (excepto clientes tipo 5 con medida horaria)

Se propone que modificar la redacción que se da en el último párrafo del apartado (i) (Invalidación sistemática de medidas de un punto frontera) de la siguiente manera:

“...Las verificaciones e inspecciones como consecuencia de estos análisis serán costeadas:

- Si se supera la verificación a petición de algún participante, correrán por cuenta del solicitante.*
- Si no se supera la verificación, los gastos corren por cuenta del responsable del punto de medida. No obstante, correrán por cuenta del distribuidor los gastos ocasionados por el mal funcionamiento de un equipo de medida que haya puesto a disposición del responsable del punto de medida en alquiler, en aquellos casos en que la normativa obliga a dicha puesta a disposición.*

Sobre el apartado 3.3.2. Validación de medidas de clientes tipo 5 con medida horaria

Al objeto de evitar confusiones, se propone eliminar el contenido de este apartado y únicamente hacer referencia al *“Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión”* elaborado por la CNMC.

Sobre el apartado 3.4.4. Consideraciones adicionales para incidencias de medidas de puntos frontera de clientes tipo 5 con medida horaria.

Se considera que debe eliminarse este apartado, puesto que su contenido está incluido en el "Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión" elaborado por la CNMC.

Sobre el apartado 3.5. Proceso de comprobación de medidas.

Se propone la siguiente modificación:

"... Cuando existan diferencias entre las medidas firmes almacenadas en el concentrador del encargado de la lectura y la contenida en el registrador de medidas, y sin perjuicio de las sanciones administrativas que pudieran corresponder al responsable del punto de medida o al encargado de la lectura, el encargado de la lectura o la Administración competente analizarán la causa de las discrepancias y establecerán las actuaciones para su resolución."

Sobre el apartado 4.1. Cálculo del mejor valor de energía en punto frontera.

La tabla contenida en el apartado 4.1 del Procedimiento no contempla las posibilidades de que un punto de consumo pueda tener generación (con lo que se descarta la posibilidad de autoconsumo con excedentes), ni que un punto de generación pueda tener consumo.

Adicionalmente se ha de tener en cuenta que para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014¹ de 6 de junio, es imprescindible que el organismo encargado de las liquidaciones del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción con energías renovables, cogeneración y residuos, conozca de manera fehaciente, en el tiempo y forma que establezcan los mecanismos de dichas liquidaciones, la energía generada en barras de central de las instalaciones de cogeneración.

¹ "1. Los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación cuyo número de horas equivalentes de funcionamiento en dicho año no supere el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo correspondiente, serán reducidos según lo establecido en el presente artículo y serán nulos si no supera el umbral de funcionamiento.

2. A estos efectos se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica en un periodo determinado como el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el mismo periodo, expresada en kWh, y la potencia instalada, expresada en kW. **En el caso de las instalaciones de cogeneración se considerará la energía generada en barras de central.**"

Por ello, a juicio de esta Comisión, el procedimiento debería contemplar la posibilidad de que en un punto frontera pueda haber simultáneamente generación y consumo y establecer el mecanismo que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 del Real Decreto 1110/2007 permita la medición por parte del encargado de la lectura correspondiente, de la energía generada en bornes del grupo para la medición de la energía bruta de la instalación.

Sobre el apartado 4.4.6. Fronteras tipo 5 de clientes con medida horaria

Tal y como se ha señalado en relación con los apartados 3.3.2 y 3.4.4 se propone eliminar este apartado, haciendo únicamente referencia al *“Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión”* elaborado por la CNMC.

Se propone así mismo eliminar los ANEXOS 8 y 9 del P.O.10.5 a los que hace referencia este apartado.

Sobre el apartado 5.2. Publicación de energías liquidables

Se propone modificar el texto de este apartado, con objeto de concretar los aspectos relacionados con la publicación de medidas a la CNMC, tal y como se indica a continuación:

“Los encargados de lectura pondrán a disposición del sistema de liquidaciones de la CNMC los datos de medidas por CIL de acuerdo a los formatos y plazos que se establezca en la normativa correspondiente.”

Por otro lado, dado que no se ha concretado que las liquidaciones del régimen retributivo específico las vaya a realizar la CNMC, se propone también modificar las menciones a la CNMC en este apartado por *“organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico”*.

Sobre el apartado 8.1. Recepción de medidas

Se propone eliminar la nota 6 de la tabla incluida en este apartado, que hace referencia a la información a remitir en relación con los puntos tipo 5 efectivamente integrados en los sistemas de telegestión.

Sobre el apartado 8.6.2. Resolución de incidencias

Se propone eliminar el párrafo *“Incidencias detectadas antes de validar la curva de carga horaria: se resolverán en el proceso de estimación, esto es, en los 5 días hábiles posteriores al día final del ciclo de facturación”* al objeto de no crear confusión con lo establecido en el *“Procedimiento para la comprobación,*

validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión”.

Sobre el apartado 8.8. Cierre del mes m+3

En consonancia con lo señalado en las Consideraciones sobre el modelo de intercambio de información propuesto por el Operador del Sistema, no se justifica la solicitud de las medidas horarias individualizadas de puntos frontera tipo 5, por lo que se propone la siguiente modificación en el tercer párrafo de este apartado:

“El distribuidor pondrá a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del día 15 natural del mes M+3 los datos estructurales de las agregaciones de puntos frontera de clientes y de sus medidas horarias asociadas, así como el acumulado mensual de cada uno de los clientes de la agregación. ~~Asimismo, deberá poner a disposición del concentrador principal antes de las ocho horas del día 15 natural del mes M+3 las medidas horarias individualizadas de los puntos frontera de clientes tipo 5 con curva de carga.~~”

Sobre el Anexo 3

En el Anexo 3 se contempla la posibilidad de que, previo acuerdo de los implicados, el Operador del sistema pueda actuar en determinados casos como Encargado de la lectura de puntos de generación tipos 3 y 5. Se propone modificar la redacción para incluir que esta circunstancia sea notificada al organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico.

“En instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos conectadas a distribución o transporte y que compartan instalaciones de distribución o transporte, se establecerán tantos puntos frontera como instalaciones de generación haya. En los casos en que alguno de los distintos puntos frontera de instalaciones que utilicen como combustible energías renovables, cogeneración y residuos sea de tipo 3 ó 5, por acuerdo entre el distribuidor y el operador del sistema, el operador del sistema podrá ejercer como encargado de la lectura de dicha frontera tipo 3 ó 5. En estos casos, el tratamiento de los datos de medida de dicha frontera será como si se tratase de un punto de tipo 2. El distribuidor debe comunicar esta circunstancia al organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico a los efectos oportunos.”

En el **ANEXO IV** del presente informe se incluye la propuesta de P.O.10.5 con las modificaciones propuestas.

5.3 Procedimiento de Operación 10.6 “Agregaciones de puntos de medida”

Sobre el apartado 4.1.2. Medidas agregadas de fronteras de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura

Este apartado establece lo siguiente en relación con las distintas modalidades de entrega de energía a la red de las instalaciones de generación.

“En función del tipo de modalidad de entrega de la energía a la red de la instalación, la energía activa generada asignada a una agregación de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura podrá ser la energía activa generada menos la energía activa consumida (entrega de excedentes) o la totalidad de energía generada (todo – todo).”

En los casos en que para una agregación de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura con opción de entrega de excedentes la diferencia entre energía activa generada y energía activa consumida sea negativa (energía neta de consumo) deberá ser asignada a una agregación de cliente de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.1.1. También se asignará a una agregación de cliente la energía consumida en una instalación con modalidad de entrega de la totalidad de energía generada (todo – todo).”

En este sentido, se considera necesario destacar aquí el comentario incluido en el presente informe sobre el apartado 4.1 del P.O. 10.5 acerca de la necesidad de contemplar la posibilidad de que en un punto frontera pueda haber simultáneamente generación y consumo y establecer el mecanismo que permita la medición de la energía generada en bornes del grupo para la medición de la energía bruta de la instalación.

Sobre el apartado 4.3.3. Cálculo de medidas agregadas

Se propone la siguiente modificación en el punto b. del apartado 4.3.3 del P.O.10.6.

b. Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente tipo 5 deberán haber sido calculadas previamente de acuerdo a:

- Para suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, se obtendrán de acuerdo a lo establecido en este documento el Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al Sistema de telegestión.*
- Para suministros que no dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, se obtendrán a partir del saldo de ATR y a lo*

dispuesto por la normativa vigente en relación para el perfilado de este tipo de suministros.

En el **ANEXO V** del presente informe se incluye la propuesta de P.O.10.6 con la modificación propuesta.

5.4 Procedimiento de Operación 10.11 “Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes”

En relación con este procedimiento, se remite a lo indicado en el apartado 4.1 sobre el modelo de intercambio de información propuesto por el Operador del Sistema, en relación con la remisión de la información de los puntos de medida tipo 5. Se propone en este sentido modificar el Anexo 1 del PO 10.11 en la categoría de información “De encargado de la lectura y demás participantes al Operador del Sistema”.

En el **ANEXO VI** del presente informe se incluye la propuesta de P.O.10.11 con la modificación propuesta.

5.5 Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión

Sobre el apartado 2. Definiciones

Se incluyen en este apartado las definiciones de “*punto de medida tipo 5*” y “*encargado de la lectura*”, en consonancia con lo establecido en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida.

Por otro lado, cabe destacar que el artículo 8 del Real Decreto 216/2014 establece lo siguiente:

“El operador del sistema implementará en su página web una herramienta que permitirá obtener cada una de las posibles combinaciones de estos términos para cada peaje de acceso y periodo tarifario en función de la fecha de inicio y fin de lectura en el último año móvil. A efectos de aplicación de estos términos en la facturación al consumidor se considerará que el día de lectura inicial estará excluido y el día de lectura final estará incluido.”

En este sentido, se considera necesario modificar la definición del “*saldo mensual de ATR*” al objeto de que se ajuste a lo establecido en el citado Real Decreto.

*“**Saldo mensual de ATR:** diferencia en kWh ~~de~~ entre las lecturas absolutas a las 00:00 horas del día inicial y final del ciclo de facturación. Dichas lecturas serán tomadas a las 00:00 horas, excluyendo el día inicial e incluyendo el día”*

final del ciclo de facturación. En este procedimiento, salvo que se indique lo contrario, se hace referencia al saldo mensual de ATR obtenido a partir de las lecturas absolutas del contador obtenidas de forma remota por los sistemas de telegestión.”

Sobre el apartado 4.3. Validación del saldo mensual de ATR

Se modifica el primer párrafo de este apartado de la siguiente manera:

“Los dos resúmenes diarios o lecturas absolutas utilizados para el cálculo del saldo mensual de ATR deberán someterse a las mismas validaciones incluidas en el apartado ~~¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..”~~

Sobre el apartado 6. Proceso de tratamiento y estimación de la CCH para su uso en la facturación

Al objeto de garantizar que el comercializador recibe la factura de acceso con toda la información necesaria, incluida la CCH, para facturar a su cliente, se introduce una modificación en este apartado para que la puesta a disposición de la curva tratada y firme (CCH_FACT) a las comercializadoras a efectos de facturación al consumidor coincida en el tiempo con la emisión de la factura de acceso.

Sobre el apartado 6.3. Proceso de estimación en caso de existencia de huecos en la CCH o diferencias entre la CCH y el saldo mensual de ATR

Dado que, de acuerdo con los comentarios de algunos miembros del CCE, la estimación de huecos diariamente puede generar errores de redondeo diarios que obligarían a un segundo ajuste con la factura, se ha eliminado dicho proceso, procediendo únicamente a la estimación de huecos utilizando el saldo mensual de ATR.

Sobre el apartado 6.4. Proceso de estimación en caso de inexistencia de saldo mensual de ATR y CCH no disponible o incompleta.

Tal y como han puesto de manifiesto varios miembros del CCE, la metodología de estimación de lectura para el caso de no poderse comprobar la medición del equipo de medida por no aceptarlo el responsable del punto (el consumidor), por la que se establece una penalización por estimación del consumo del 33% de la potencia máxima contratada, existía en otro tipo de clientes, pero no se había incorporado a los domésticos.

De acuerdo con las alegaciones recibidas, se considera que la modificación propuesta podría generar gran número de denuncias y reclamaciones por parte de los usuarios, por resultar complicado determinar de forma precisa si se produjo una negativa real por parte del consumidor para acceder a la lectura del equipo de medida. Tal y como señalan algunos miembros del CCE, sería necesario desarrollar una metodología uniforme para justificar la negativa del

consumidor, o bien establecer algún tipo de acreditación del hecho que motiva la penalización por un agente independiente al proceso.

En este sentido, se considera adecuado eliminar de la propuesta de procedimiento dicha penalización.

Sobre el apartado 8. Plazos de aplicación del procedimiento

Esta Comisión considera que **debería establecerse un plazo de al menos un mes desde la publicación de los procedimientos objeto de este informe, para que los encargados de la lectura pongan a disposición de las comercializadoras la CCH_FACT**. Si bien, en la propuesta de resolución se ha considerado el día 1 de enero de 2015 como fecha de inicio de esta obligación para los distribuidores, esta fecha debería ser revisada en función de la fecha de publicación de estos procedimientos.

En línea con lo manifestado por varios miembros del CCE, se considera necesaria la existencia de un periodo de pruebas que permita a las comercializadoras tratar con datos reales con carácter previo a su facturación. En consecuencia, **se considera conveniente que el plazo para que las comercializadoras empiecen a facturar con datos horarios se establezca en tres meses desde la implementación del proceso de validación y estimación de la CCH_FACT establecido en el apartado anterior**. En este sentido, en la propuesta de resolución, se ha incluido el 1 de abril como fecha de inicio de la facturación de los comercializadores.

Así lo anterior y con el objetivo de no generar confusión ni entrar en procesos manuales durante los primeros meses de implementación de los presentes procedimientos, se considera necesario precisar que los comercializadores han de comenzar a facturar con la CCH_FACT en los casos en los que exista instalado un equipo de medida con telegestión operativa a partir de tercer mes desde que se implemente el proceso de validación y estimación para los distribuidores. Así por ejemplo, si el procedimiento de facturación con curva de carga entrara en vigor el 1 de enero, los comercializadores tendrían que empezar a facturar con curva de carga las facturas de peajes generadas a partir del 1 de abril de 2015. Asimismo, por evitar posibles desvíos en las compras de energía del comercializador, se considera necesario limitar la posibilidad de facturar consumos previos a esa fecha hasta un determinado periodo. Por ello, se propone que únicamente se apliquen curvas de carga horaria a la facturación que se realice a partir del 1 de abril, para los consumos posteriores al 31 de enero de 2015. Es decir, una factura de peajes generada el 3 de abril correspondiente al periodo de lectura 3 de marzo - 2 de abril, deberá ir acompañada de la correspondiente CCH_FACT, mientras que una factura generada ese mismo día correspondiente a un consumo anterior a 1 de febrero, le resultará de aplicación el perfil correspondiente. El comercializador será liquidado posteriormente por el operador del sistema de acuerdo con la información agregada procedente de dichas curvas de carga CCH_FACT para

todas las facturas de peajes emitidas a partir del 1 de abril, siempre que correspondan a consumos posteriores al 31 de enero de 2015.

En el **ANEXO VII** del presente informe se incluye la propuesta de *Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión* con las modificaciones indicadas en este apartado.

Dicha versión del Procedimiento incluye además los comentarios de los miembros del Grupo de Trabajo que participaron en su elaboración sobre la propuesta aprobada por la CNMC el 29 de mayo de 2014.

5.6 Procedimiento por el cual los distribuidores ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores la medida horaria de los equipos de medida tipo 5 conectados al sistema de telegestión.

Sobre el apartado 3. Definiciones

Se incluyen en este apartado las definiciones de “*punto de medida tipo 5*” y “*encargado de la lectura*”, en consonancia con lo establecido en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida.

Se incluyen unas matizaciones en las definiciones de la CCH_VAL y CCH_FACT para hacer referencia al “Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 conectados al sistema de telegestión”.

Sobre el apartado 4.1 Comunicación al comercializador del estado del equipo de medida del punto de suministro en los ficheros de intercambio de información

Hasta ahora las empresas distribuidoras han utilizado los valores de la tabla “MotivoCambioATR” considerando diferentes criterios sobre la tipología de cada contador (con y sin telegestión, con y sin curva horaria). Con el fin de unificar los criterios, se ha especificado claramente el significado aplicable a cada valor en este procedimiento incluyendo un nuevo valor para evitar diferentes interpretaciones – “03 Telegestión Operativa sin CCH”-. No obstante, con el fin de que los comercializadores puedan tener toda la información histórica con un mismo criterio, se propone que durante la primera semana de entrada en vigor de los procedimientos, los distribuidores envíen al comercializador correspondiente un listado de los puntos de suministro que están incluidos en el sistema de Telegestión con curva de carga operativa.

Sobre el apartado 4.2.2.1 canales y protocolos de comunicación

Si bien la propuesta contempla la utilización del protocolo FTPs, se considera más adecuado dado el volumen y la importancia de información a intercambiar,

la utilización del protocolo SFTP por sus ventajas en materia de seguridad, integridad de la información y confidencialidad.

Sobre el apartado 4.2.2.3 Plazos

El procedimiento establece que antes del 5º día hábil posterior a la fecha final del ciclo de facturación, los distribuidores han de publicar la CCH_FACT de forma simultánea al envío o puesta a disposición, del fichero de facturación de peajes. Se modifica la redacción de este apartado con el fin de tener en cuenta también el propio día 5 dentro de este periodo.

Por otro lado, y en el caso de que un consumidor se cambie de comercializador en una fecha concreta, el procedimiento contempla que resulta necesario el dato del resumen diario del día en que se produce el cambio. De acuerdo a las alegaciones de algún agente, no todos los contadores poseen la funcionalidad de obtener este dato, por lo que debe considerarse incluir el valor de la lectura absoluta al día del cambio y poder aplicar el procedimiento de estimación de la Resolución de 30 de diciembre de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de estimación de medida aplicable a los cambios de suministrador o norma que le sustituya.

Sobre el apartado 4.2.2.4. Actualizaciones

Para los casos de anomalías o fraudes, el procedimiento prevé que se genere una nueva factura que complementa a la original (factura complementaria) y la obligación de informar al consumidor y al comercializador implicado. Con el fin de aclarar el modo de envío de las comunicaciones a los afectados, se propone que al consumidor se le notifique por escrito y al comercializador mediante el intercambio de información (formato de ficheros elaborados al efecto) acompañados de la correspondientes actas de inspección.

Se incluye una mejor definición de factura regularizadora para aclarar en qué casos se puede proceder a emitir la misma (cuando se ha estado estimando ante falta de lectura real o bien si ante situaciones en los que se ha realizado una estimación de energía por lo que las facturas originales no llevaban incluido el término de energía).

Sobre el apartado los apartados 4.2.2.5. Mecanismos de seguridad y confidencialidad en el acceso a la información y 5.4 Confidencialidad de la información

En relación con el comentario de la Junta de Andalucía en el que hace referencia a que la información sobre las medidas horarias debería estar a disposición de la Comunidades Autónomas, se señala que el Real Decreto 1110/2007 ya establece que éstas pueden acceder a la información de medidas, en el ejercicio de sus respectivas competencias, así como el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la propia CNMC. Por tanto, se

propone sustituir la redacción existente en la propuesta sobre las obligaciones de información a la Administración Competente, por una referencia a lo ya regulado en el artículo 26.5 del citado real decreto.

Sobre el apartado 4.3.4. Plazos y actualizaciones.

En relación al mantenimiento histórico de las curvas de carga horarias, se matiza que debe ser sólo la CCH_FACT la curva que debe mantenerse un histórico de 2 años. Adicionalmente se corrige una errata en relación al tiempo de mantenimiento de histórico de la CCH_FACT que debe ser de 2 años para homogeneizar criterios con el Procedimiento para la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 conectados al sistema de telegestión.

Sobre el apartado 6. Procedimiento de remisión de información al Operador del Sistema para la liquidación de la medida

Se añade un nuevo párrafo aclarar que sólo se puede enviar las curvas de carga horarias agregadas al Operador del Sistema para la curvas de carga correspondientes a facturas generadas con posterioridad al 1 de abril de 2015.

Sobre el apartado 8. Plazos de aplicación del procedimiento

Esta Comisión considera que **debería establecerse un plazo de al menos un mes desde la publicación de los procedimientos objeto de este informe, para que los encargados de la lectura pongan a disposición de las comercializadoras la CCH_FACT**. Si bien, en la propuesta de resolución se ha considerado el día 1 de enero de 2015 como fecha de inicio de esta obligación para los distribuidores, esta fecha debería ser revisada en función de la fecha de publicación de estos procedimientos.

En línea con lo manifestado por varios miembros del CCE, se considera necesaria la existencia de un periodo de pruebas que permita a las comercializadoras tratar con datos reales con carácter previo a su facturación. En consecuencia, **se considera conveniente que el plazo para que las comercializadoras empiecen a facturar con datos horarios se establezca en tres meses desde la implementación del proceso de validación y estimación de la CCH_FACT establecido en el apartado anterior**. En este sentido, en la propuesta de resolución, se ha incluido el 1 de abril como fecha de inicio de la facturación de los comercializadores.

Así lo anterior y con el objetivo de no generar confusión ni entrar en procesos manuales durante los primeros meses de implementación de los presentes procedimientos, se considera necesario precisar que los comercializadores han de comenzar a facturar con la CCH_FACT en los casos en los que exista instalado un equipo de medida con telegestión operativa a partir de tercer mes desde que se implemente el proceso de validación y estimación para los distribuidores. Así por ejemplo, si el procedimiento de facturación con curva de

carga entrara en vigor el 1 de enero, los comercializadores tendrían que empezar a facturar con curva de carga las facturas de peajes generadas a partir del 1 de abril de 2015. Asimismo, por evitar posibles desvíos en las compras de energía del comercializador, se considera necesario limitar la posibilidad de facturar consumos previos a esa fecha hasta un determinado periodo. Por ello, se propone que únicamente se apliquen curvas de carga horaria a la facturación que se realice a partir del 1 de abril, para los consumos posteriores al 31 de enero de 2015. Es decir, una factura de peajes generada el 3 de abril correspondiente al periodo de lectura 3 de marzo - 2 de abril, deberá ir acompañada de la correspondiente CCH_FACT, mientras que una factura generada ese mismo día correspondiente a un consumo anterior a 1 de febrero, le resultará de aplicación el perfil correspondiente. El comercializador será liquidado posteriormente por el operador del sistema de acuerdo con la información agregada procedente de dichas curvas de carga CCH_FACT para todas las facturas de peajes emitidas a partir del 1 de abril, siempre que correspondan a consumos posteriores al 31 de enero de 2015.

Adicionalmente, se considera necesario establecer un plazo de 3 meses a partir del comienzo de la facturación con la CCH_FACT, para que se ponga a disposición del consumidor la CCH_FACT y al comercializador la CCH_VAL. En este sentido, en la propuesta de resolución, se ha incluido el 1 de julio como fecha de inicio de la facturación de los comercializadores.

Los procesos de intercambio de información establecidos en este procedimiento se basan en unos formatos que, a día de hoy, no se encuentran implantados en los sistemas de algunos distribuidores de menos de 100.000 clientes. Estos formatos, responden a procesos operativos telemáticos que se han ido consolidando en la práctica, y que ya se utilizan por la mayoría de comercializadores y distribuidores, si bien no están recogidos en la normativa. Con el fin de establecer un plazo transitorio suficiente que permita a estas empresas implementar estos procesos, se propone establecer un plazo mínimo de 6 meses desde que se publiquen estos procedimientos, para que lleven a cabo la utilización de los formatos previstos en este procedimiento, a excepción del formato F1 de facturación de peajes, y del formato D1, que deberán estar disponibles desde la entrada en vigor de estos procedimientos.

Sobre el Anexo A

Tal y como señala algún miembro del CEE, se modifica el enlace a la web de la CNMC donde reside la información de la extinta OCSUM sobre los formatos de intercambio de información entre agentes.

Así mismo se actualiza los campos del proceso de Reclamaciones R1 para actualizarlo a los últimos cambios consensuados.

En el **ANEXO VIII** del presente informe se incluye la propuesta de *Procedimiento por el cual los distribuidores ponen a disposición de los comercializadores y los consumidores la medida horaria de los equipos de medida tipo 5 conectados al sistema de telegestión* con las modificaciones indicadas en este apartado. Dicha versión del Procedimiento incluye además los comentarios de los miembros del Grupo de Trabajo que participaron en su elaboración sobre la propuesta aprobada por la CNMC el 29 de mayo de 2014.

6 ERRATAS

En el encabezado de la página del índice del P.O, 10.6 se indica 10.4 y debe decir 10.6.

