



Comisión
Nacional
de Energía

ELEGIBILIDAD 2003

PROPUESTAS NORMATIVAS RELATIVAS A LA GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS Y EQUIPOS DE MEDIDA

Propuestas normativas:

- ✓ **Gestión y administración de contratos.
Cambio de suministrador.**
- ✓ **Equipos de medida.**

1 de agosto de 2002

JUSTIFICACIÓN DEL DOCUMENTO

Este documento se justifica por la necesidad de introducir modificaciones o nuevos desarrollos de la regulación que permitan la implantación del nuevo calendario de elegibilidad para los consumidores de energía eléctrica, previsto a partir del 1 de enero de 2003, con elegibilidad para todos los consumidores.

La Comisión ha venido elaborando diversas propuestas e informes cuyo objeto ha sido hacer efectiva la plena elegibilidad el 1 de enero de 2003. Así, en diciembre de 1999, se presentó al Ministerio una modificación del Reglamento de Puntos de Medida; en julio de 2001 se elaboró un informe sobre las medidas necesarias para la implementación de la elegibilidad 2003; y, en octubre de 2001, se presentó un plan de medidas que hiciesen factible que todos los consumidores pudiesen optar a la cualificación en enero de 2003.

En marzo de 2002, se recibió en la CNE un escrito del Secretario de Estado de la Energía, del Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa (en aquella fecha Secretario de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa) con el encargo de liderar un Grupo de Trabajo de Seguimiento de las actuaciones necesarias para alcanzar la elegibilidad 2003.

Constituido este Grupo de Seguimiento en la CNE, con participación de agentes, empresas y consumidores, se crearon en su seno cinco grupos de trabajo, uno por cada área a analizar (equipos de medida, curvas de carga horarias y liquidación de la energía, sistemas de tratamiento de la información de medidas horarias, y gestión y administración de los contratos relativos a los suministros) con el objeto de colaborar con la CNE en la presentación de las propuestas.

Con independencia de lo anterior, la CNE ha elaborado un plan de comunicación, información y asesoramiento a los consumidores sobre Elegibilidad 2003, objeto de análisis y desarrollo en estos momentos con la Secretaría de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa.

En el documento presente se contienen las propuestas de desarrollos normativos que es necesario acometer en dos áreas de las señaladas anteriormente, la relativa a la gestión y administración de los contratos que permitan a los consumidores el cambio de suministrador y las propuestas de desarrollos normativos relacionados con los equipos de medida. Estas dos áreas son las que tienen mayor interés y efecto directo sobre los consumidores.

Con respecto a la gestión y administración de los contratos, se propone un conjunto de procedimientos para gestionar el cambio de suministrador de los consumidores en un escenario en el que la elegibilidad se extiende a unos 22 millones de consumidores. Se han desarrollado procedimientos que contemplan los siguientes extremos:

- ✓ Acceso y mantenimiento del registro de puntos de suministro.
- ✓ Paso de mercado regulado a mercado liberalizado.
- ✓ Cambio de suministrador.
- ✓ Modificaciones contractuales y bajas de contratos.

Los desarrollos que se proponen se basan en los principios siguientes:

- ✓ Garantizar la adecuada protección del consumidor.
- ✓ Minimizar la carga de trabajo para el consumidor en los distintos procesos.

- ✓ Estandarización de la información y de los medios que son necesarios para gestionar el cambio.
- ✓ Asignar adecuadamente los costes que se originan.

Con respecto a la propuesta en el área de los equipos de medida, el trabajo se ha desarrollado con el objetivo de encontrar el mejor equilibrio entre los costes ocasionados por tener los equipos de medida que permitan disponer de la medida de los consumos con el máximo de desagregación posible y los beneficios que pudiesen obtener los consumidores al tener una desagregación máxima de sus consumos, ofreciendo a los consumidores en la elección de los equipos de medida el mayor grado de libertad posible, sin que las decisiones individuales puedan causar perjuicios al resto, en cuanto a que suponga un incremento de costes para el sistema que no sean indispensables.

Se propone una clasificación completa de los puntos de medida de todos los consumidores, ampliando la clasificación existente en la normativa actual, de forma que se define un punto de medida (tipo IV) para potencias contratadas entre 15 y 50 kW y un punto de medida (tipo V) para los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW. Para los puntos de medida tipo IV el consumidor podrá optar por un contador que acumularía el consumo en seis periodos o por un contador de registros horarios. Para los puntos de medida tipo V al consumidor no se le exige modificación alguna de su actual equipo de medida, salvo la instalación, si no dispone de él, del Interruptor de Control de Potencia (ICP), pudiendo optar también por un contador que acumularía el consumo en seis periodos o por un contador de registros horarios.

Este sistema, unido al ya existentes (tipos I, II y III) para grandes consumidores con medida horaria, permite acomodar la medida a las necesidades de los

diferentes tipos de consumidores, evitando un incremento de costes para el consumidor cuando ello no es necesario para la forma y volumen de su consumo.

Las empresas eléctricas distribuidoras tendrán la obligación de facilitar en alquiler los aparatos necesarios para la medida de energía eléctrica a todos los consumidores con potencia contratada inferior a 450 KW, cualquiera que sea la opción elegida por el consumidor. Para los consumidores que no dispongan de equipo con medida horaria se definirán perfiles de consumo horario equivalente según las características de los consumos, que serán de aplicación para efectuar la liquidación de las energías.

En la actualidad la Comisión Nacional de Energía continúa trabajando en la elaboración de la propuesta que permita definir los citados perfiles de carga de modo preciso y atendiendo a las diferentes características de los consumidores.

INDICE

CAPÍTULO I.- GENERALIDADES	1
1. OBJETIVO	1
2. INTRODUCCIÓN	1
3. ANTECEDENTES	2
4. SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO LIBERALIZADO	3
CAPÍTULO II.- PROCEDIMIENTOS DE GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS	6
1. CONSIDERACIONES GENERALES.	6
1.1. Primera: Sobre los principios orientadores de la base normativa y de los procedimientos que afectan la gestión y administración de los contratos de suministro.	6
1.2. Segunda: sobre el hecho de que el comercializador actúe de mandatario en los contratos de ATR.	7
1.3. Tercera: Sobre la formalización del contrato entre el comercializador y el cliente.	8
1.4. Cuarta: Sobre los plazos para el paso de mercado regulado a liberalizado.	9
1.5. Quinta: Sobre la forma de minimizar los impagos por el suministro mantenimiento la libertad de contratación entre las partes.	13
1.6. Sexta: Sobre el mantenimiento de los consumidores en tarifas.	16
1.7. Séptima. Sobre los costes asociados a la gestión y administración de contratos.	16
1.8. Octava: Sobre los períodos transitorios.	17
2. PROCEDIMIENTOS DE GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO.	17
2.1. Base Normativa.	17

2.2.	Procedimientos de Gestión y Administración de Contratos.	20
2.3.	Descripción General de los Procedimientos.	21
2.4.	Breve descripción de cada procedimiento.	21
3.	<i>CONSIDERACIONES FINALES</i>	33
	<i>CAPÍTULO III .- EQUIPOS DE MEDIDA</i>	35
1.	<i>PLAN INICIAL DE LA CNE</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
2.	<i>DESARROLLO DE LOS TRABAJOS DEL GRUPO DE TRABAJO DE EQUIPOS DE MEDIDA.</i>	35
3.	<i>CUESTIONES DE EQUIPOS DE MEDIDA.</i>	36
3.1.	Preguntas del cuestionario.	36
3.2.	Respuestas de los agentes sobre costes y actuaciones.	37
3.3.	Valoración económica de los beneficios.	40
3.4.	Experiencia Internacional.	41
3.5.	Opinión sobre la alternativa más razonable.	41
4.	<i>ANÁLISIS DE BENEFICIO DE DISPONER DE MEDIDA HORARIA REALIZADO POR LA CNE.</i>	42
5.	<i>Origen del impacto económico de la medida para el consumidor</i>	43
6.	<i>Períodos utilizados en la comparación</i>	43
7.	<i>Análisis de las diferencias horarias de precios</i>	44
8.	<i>Análisis de los efectos para un consumidor</i>	45
9.	<i>Conclusiones</i>	47
10.	<i>CONSIDERACIONES GENERALES.</i>	49
10.1.	Primera: Sobre las diferencias entre la liberalización de los sectores eléctricos de otros países y de España, en lo relativo a los equipos de medida.	49
10.2.	Segunda: sobre los límites para exigir la instalación de equipos de medida horarios.	50

10.3.	Tercera: sobre la obligación de que los equipos de medida incorporen protocolos y funcionalidades estandarizadas.	50
10.4.	Cuarta: Sobre la definición de los puntos de medida por potencia.	51
10.5.	Quinta: Sobre el número de períodos de los equipos de medida de tipo IV (15 kW – 50 kW).	52
10.6.	Sexta: Sobre los períodos transitorios.	53
11.	<i>CONSIDERACIONES FINALES.</i>	54
11.1.	Descripción de la propuesta de la CNE.	54
11.2.	Modificaciones Normativas.	58
11.3.	Decisiones.	58

INFORME SOBRE LAS PROPUESTAS NORMATIVAS RELATIVAS A LA GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS Y EQUIPOS DE MEDIDA

CAPÍTULO I .- GENERALIDADES

1. OBJETIVO

El presente informe tiene por objeto realizar una propuesta de los desarrollos normativos que es necesario acometer, ante el escenario de elegibilidad previsto para el 1 de enero de 2003, en relación con la gestión y administración de los contratos que permitan a los consumidores el cambio de suministrador y las propuestas de desarrollos normativos relacionados con los equipos de medida. Las propuesta ha sido elaborada con la colaboración de un grupo de trabajo creado en la Comisión al que asistieron representantes del Ministerio de Economía, del sector, de las asociaciones de consumidores y de los fabricantes de equipos de medida.

2. INTRODUCCIÓN

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, señala en su artículo 19. Uno que “A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de consumidores cualificados.”

El Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica sienta las bases que regulan los derechos y obligaciones de los comercializadores y distribuidores y los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes, los derechos de calidad de la atención al consumidor y las obligaciones registrales de los distribuidores.

El Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica viene a adecuar las tarifas de acceso vigente hasta esta fecha, adaptándolas a la nueva situación en un entorno de elegibilidad total.

El Real Decreto 385/2002 de 26 de abril de 2002, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1977 de 26 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica viene a corroborar lo señalado en el Real Decreto 1955/2000 en el sentido de establecer la obligación de los distribuidores de ser los encargados de la lectura así como de la agregación de las mismas, según determinados criterios.

3. ANTECEDENTES

La Comisión ha venido elaborando diversas propuestas e informes cuyo objeto ha sido hacer efectiva la plena elegibilidad el 1 de enero de 2003. Así, en diciembre de 1999 se presentó una modificación del Reglamento de Puntos de Medida; en julio de 2001 se elaboró un informe sobre las medidas necesarias para la implementación de la elegibilidad 2003; y, en octubre de 2001, se presentó un plan de medidas que hiciesen factible que todos los consumidores pudiesen optar a la cualificación en enero de 2003.

El último plan propuesto por la CNE data de febrero de 2002. Era éste un plan cuya principal característica era la de ser un plan de mínimos, sin la posibilidad de introducir retrasos en alguna de sus fases.

Este plan incluía diversos aspectos: equipos de medida, curvas de carga horarias y liquidación de la energía, sistemas de tratamiento de la información de medidas horarias, y gestión y administración de los contratos relativos a los suministros. Asimismo, se incluía la necesidad de establecer mecanismos de coordinación y control para poder llevar a cabo este plan.

Con fecha 4 de marzo de 2002, se recibió en la CNE un escrito del Secretario de Estado de Economía y de la Pequeña y Mediana Empresa con el encargo de liderar un Grupo de Trabajo de Seguimiento de las actuaciones necesarias para alcanzar la elegibilidad 2003.

Constituido este Grupo de Seguimiento se crearon en su seno cinco Grupos de Expertos, uno por cada área a analizar con el objeto de colaborar con la CNE en la presentación de las propuestas.

El Grupo de Expertos de Gestión y Administración de Contratos se ha reunido en diversas ocasiones dando como primer resultado la presentación de los procedimientos de la CNE que se recogen en el Capítulo II de este informe, cumpliendo con el objetivo establecido de presentarlos en julio 2002.

El Grupo de Experto de Equipos de Medida debatió sobre las características que debían de tener los equipos de medida, así sobre el límite y requisitos de los mismos. Como consecuencia del debate mantenido, y con objeto de que los representantes en el grupo concretasen sus propuestas, la CNE elaboró un cuestionario, y ha extraído las conclusiones que se recogen en el Capítulo III de este informe.

4. SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO LIBERALIZADO

No resulta posible analizar las diferentes propuestas de desarrollo normativo sin antes establecer aunque sea de forma somera la situación del mercado.

Igualmente, antes de pasar al análisis de los problemas que se han de resolver para hacer posible la elegibilidad de 1 de enero de 2003, y a sus posibles soluciones, conviene poner de manifiesto las cifras básicas en las que se resume la situación de hecho presente y futura.

Con este fin en la tabla 1¹, se muestran diversos valores correspondientes a los consumidores. Estos se han dividido de una forma aproximada en tres grupos: consumidores de baja tensión, consumidores de alta tensión que siguen estando acogidos a tarifa y consumidores de alta tensión que han optado por acceder al mercado.

TABLA 1

Distribución de consumos por niveles de tensión y grado de liberalización, año 2001

	Clientes	Facturación (miles €)	Energía (GWh)	€/cliente	KWh/cliente
BT	21.424.000	8.380.000	87.000	400	4.000
AT Tarifa	45.000	1.555.000	43.000	35.000	956.000
AT Peajes²	30.000	3.090.000	60.000	103.000	2.000.000
Totales	21.499.000	13.025.000	190.000	500	9.000

	Clientes	Facturación	Energía
BT	100 %	64 %	46 %
AT Tarifa²	0 %	12 %	27 %
AT Peaje	0 %	24 %	32 %

A la vista de esta tabla se pueden destacar ciertas realidades.

- Los problemas y retrasos que actualmente se están encontrando y que no son pocos, se están produciendo con sólo 30.000 clientes (y esto sin considerar que la inmensa mayoría adquieren energía de un comercializador del mismo grupo que el distribuidor).

¹ En esta tabla se ha optado por la simplificación ya que una mayor precisión haría perder la perspectiva de los órdenes de magnitud que se quieren destacar.

² Para dar cierta homogeneidad a los valores económicos de los consumidores conectados a tarifa de alta tensión, a los datos reales de pagos por peajes se les ha añadido el supuesto de que el coste medio de la energía ha sido 3,6 cent.€/kWh.

- Los potenciales nuevos clientes son más de 21 millones, hay un factor de escala de 1.700, su consumo medio es del orden de 4.000 kWh/año y su coste en energía eléctrica es, en media, 400 €/año (este dato es fundamental en tanto la posible inversión en equipos de medida sofisticados o procedimientos que supongan coste para el consumidor se han de poner en relación con el volumen económico de su gasto actual).
- Se mantiene en tarifa un número considerable de clientes, del orden de 45.000, cuyo gasto es notable (casi 35.000 €/cliente año).

Los actuales consumidores de baja tensión que en su inmensa mayoría no son actualmente elegibles³, a su vez se pueden subdividir en dos grupos: Consumidores Domésticos y Consumidores de los Sectores Comercio, Servicios y Pequeña Industria.

Los consumidores domésticos⁴ son unos 21.000.000 y representan el 31 % del consumo. Estos consumidores cuya facturación media es muy baja, 280 €/cliente año, tienen unas características de consumo muy homogéneas. Así, salvo diferencias debidas a la situación geográfica o el nivel de equipamiento, las pautas de consumo son muy estables. Debido a esto, y al volumen de la población, resulta relativamente fácil hacer inferencias estadísticas.

El otro grupo de consumidores, los de los Sectores Comercio, Servicios y Pequeña Industria⁵, que son unos 500.000, representan el 16 % de la energía, tienen un gasto medio de 4.800 €/año consumidor y, a diferencia

³ Sólo aquellos cuyo consumo es superior a 1 GWh o pertenecen a ferrocarriles o metropolitanos pueden ser cualificados.

⁴ Se ha de considerar que aquí se han incluido como consumidores domésticos las tarifas 1.0, 2.0 y 2.0N a las que se acogen también algunas pequeñas empresas de las que no se tiene información exacta sobre cuanto representan, aunque un número aproximado podría estar en torno al 30 %.

⁵ Tarifas 3.0 y 4.0.

de los consumidores domésticos, forman un grupo extremadamente heterogéneo. Se ha de considerar que aquí se encuentra la mayor parte de las pymes, con horarios que van desde el comercial hasta pequeñas empresas que trabajan a uno, dos o tres turnos.

CAPÍTULO II .- PROCEDIMIENTOS DE GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS

1. CONSIDERACIONES GENERALES.

1.1. Primera: Sobre los principios orientadores de la base normativa y de los procedimientos que afectan la gestión y administración de los contratos de suministro.

A la vista de la situación actual del mercado, de los potenciales consumidores que serán cualificados el 1 de enero de 2003 y del coste que están pagando actualmente en concepto de energía eléctrica, cabe señalar que, desde la perspectiva de la gestión y administración de contratos de suministro:

1. Se puede producir un incremento notable de las transacciones que afectan simultáneamente al consumidor-comercializador-distribuidor.
2. Estas transacciones son más complejas de lo que eran cuando el suministro estaba regulado, ya que el número de agentes es mayor y, además, estas transacciones constan de parte regulada y partes que se rigen por acuerdos libres, que no son independientes entre sí, sino que están interrelacionadas.
3. El incremento de transacciones que se deriva del nuevo modelo afecta a unos consumidores que, dado el gasto anual que tienen en energía eléctrica, no pueden dedicar excesivos recursos a la gestión de los contratos de suministro.

4. Se debe mantener un equilibrio entre permitir que los agentes obtengan las máximas ventajas de la liberalización y los costes originados por los cambios que se realicen.

Por todo ello, los desarrollos normativos y los procedimientos de gestión y administración de contratos se han de basar en los siguientes principios:

1. Establecer sistemas que garanticen la adecuada protección del consumidor.
2. Minimizar la carga de trabajo para el consumidor en los distintos procesos que afectan al suministro, de tal forma que, salvo que el consumidor decida tomar un papel relevante en las gestiones, sean los agentes sectoriales –comercializadores y distribuidores-, los que llevan a cabo las distintas transacciones con garantías para los consumidores
3. Estandarizar la información a transmitir y los medios por los que se remite, para poder agilizar los procedimientos de paso de mercado regulado a liberalizado y de cambio de comercializador.
4. Asignar adecuadamente los costes que ocasionan los suministros.

En los siguientes puntos se analizan algunas de las principales características del sistema que se propone para adecuar la normativa actual a la extensión de la elegibilidad a todos los consumidores el 1 de enero de 2003.

1.2. Segunda: sobre el hecho de que el comercializador actúe de mandatario en los contratos de ATR.

El Real Decreto 1955/2000 señala, en su artículo 81, que, “el consumidor podrá contratar el acceso a las redes y la adquisición de energía conjuntamente o por separado”, y también que “ en el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar conjuntamente la adquisición de

la energía y el acceso a las redes con un comercializador u otro sujeto cualificado, estos últimos sólo podrán contratar con el distribuidor el acceso a las redes en nombre de aquellos,”.

Se pretende por tanto facilitar que el consumidor pueda recibir ofertas con un solo precio por el conjunto de la energía y del peaje y, simultáneamente, hacer que la titularidad del acceso sea siempre del cliente.

Es evidente que el mantenimiento de esta normativa presenta inconvenientes para el comercializador, en tanto dificulta sus posibilidades de cobro ante morosos, disminuye su volumen de negocio (al no incluir los pagos por ATR en la cifra de ventas ya que deben incluir en su factura el pago por el ATR como un suplido) y, en el peor de los casos, tienen que adjuntar la factura del distribuidor junto a aquella.

Si bien esta normativa difiere de la fijada por ejemplo para el sector del gas, en cualquier caso se considera que la normativa actual antes citada es la adecuada, en tanto que garantiza que, en caso de cambio de comercializador o de conflicto entre el cliente y el comercializador, no se encuentre el comercializador en situación de ventaja ante el consumidor, siendo éste libre para contratar con aquel agente que considere oportuno, en cualquier circunstancia. Viene a diferenciar claramente lo que es la relación regulada, el ATR, de lo que es la parte liberalizada, el contrato de energía.

1.3. Tercera: Sobre la formalización del contrato entre el comercializador y el cliente.

Si bien son múltiples las opciones que recoge el ordenamiento mercantil a la hora de formalizar contratos, se considera que los contratos entre comercializador y cliente deberían ser formalizados por escrito.

El contrato entre comercializador y cliente es complejo en tanto incluye (o puede incluir):

- a) Un contrato de energía.
- b) Un mandato del cliente para contratar en su nombre el ATR con el distribuidor.
- c) Un permiso del cliente para traspasar a un tercero, el distribuidor sus datos.

Resultaría difícil que un distribuidor pudiese aceptar un cambio de modalidad de suministro solicitada por un comercializador en nombre de un cliente sobre la base de un acuerdo verbal, debería haber un acuerdo escrito.

No obstante lo señalado anteriormente, tampoco se considera operativo que los contratos deban ser remitidos por el comercializador al distribuidor, esto podría resultar costoso, e incrementaría plazos. Bastaría que el comercializador tuviese la obligación de conservar estos contratos (que también tendría el consumidor), estando estos disponibles para su inspección por la CNE.

1.4. Cuarta: Sobre los plazos para el paso de mercado regulado a liberalizado.

En el Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, en su disposición transitoria sexta, se establece que el consumidor, o su representante, deberá comunicar por escrito a la empresa distribuidora el cambio de modalidad de suministro con un mes de antelación, debiéndose proceder al cierre de las lecturas correspondientes al suministro a tarifa en el plazo de quince días desde la baja de contrato.

Por otro lado, en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, se establece, en su artículo 5.3, que quienes deseen acogerse al Sistema de tarifas de acceso a las redes, y reúnan los requisitos impuestos para las mismas, deberán solicitarlo a la empresa distribuidora con un período de antelación mínimo de 15 días.

También, en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, en su artículo 5.1 señala, refiriéndose al plazo para la instalación de equipos de medida, que éste será de quince días desde la fecha en que el consumidor, o su mandatario, comunique a la empresa distribuidora que dispone del equipo o, en su caso, que opta por alquilarlo a la empresa distribuidora y siempre que previamente se haya concedido el acceso.

Por último, en este mismo Real Decreto en su Disposición Transitoria segunda, paso del contrato de tarifa al contrato de acceso, se señala que cualquier consumidor que se encuentre a tarifa tiene concedido el acceso, según lo previsto en el artículo 5 apartado 3, debiéndose proceder al cierre de las lecturas correspondientes al suministro a tarifa en el plazo de quince días desde la baja del contrato a tarifa.

Según esto, un consumidor que no tuviese que modificar sus equipos para pasar de tarifa a mercado debería poder pasar a mercado en 15 días. En el caso de que dispusiese de equipos, o si se los alquilase el distribuidor, tendría éste un plazo adicional para instalarlos de otros 15 días.

En la situación actual, considerando la realidad del 1 de enero de 2003, se puede suponer que existen los siguiente grupos:

Consumidores domésticos.

Estos no tienen que modificar su contador, pero según el Real Decreto de tarifas de acceso (art. 9) deberán disponer de Interruptor de Control de Potencia (ICP). Por ello, los consumidores que dispongan de ICP podrían acceder al mercado en un plazo de 15 días. Aquellos que no dispongan de ICP deberán esperar un plazo adicional de otros 15 días para que se les instale el ICP.

En cualquier caso, se dispone de un plazo de 15 días para proceder al cierre de las medidas una vez producida la baja de tarifas.

Consumidores con potencias contratadas superiores a 15 kW.

Dado que, en ningún caso, los equipos de medida de estos consumidores cumplen la normativa para acceder al mercado liberalizado, debiendo instalar nuevos equipos que permitan, al menos, determinar los parámetros de acceso, el tiempo necesario para que estos consumidores accedan al mercado debería ser de 15 días para obtener el acceso y otros 15 para instalar el nuevo equipo.

Vista la situación de los dos grupos anteriormente señalados, los plazos para que un consumidor pudiese pasar de tarifa a mercado serían los siguientes:

- a) Consumidor con potencia contratada inferior a 15 kW con ICP y sin modificación de potencia: tendría un plazo de 15 días.
- b) Consumidor con potencia contratada inferior a 15 kW que desea modificar su potencia contratada o no tiene instalado el ICP: tendría un plazo de un mes.
- c) Consumidor con potencia contratada superior a 15kW: tendría un plazo de un mes.

Además, en el caso en que un consumidor se encuentre en el mercado liberalizado y desee cambiar de comercializador, no existe plazo regulado, en tanto los plazos que actualmente recoge la normativa se refieren a la parte regulada del suministro: tarifa y tarifas de acceso.

Estos plazos presentan una dificultad si se considera que, para pasar de tarifa a mercado liberalizado o para cambiar de comercializador se precisa un cierre de lecturas y que, actualmente, los ciclos de lectura son bimestrales para consumidores sin máxímetros (todos los que tienen potencias contratadas inferiores a 15 kW, unos 20.000.000 millones de suministros, y algunos con potencia superior a 15 kW) y mensuales para aquellas tarifas que incorporan máxímetro (unos 300.000 suministros en baja tensión).

Si se quisiera que el cierre de lecturas fuese asociado a una lectura real, cada vez que se produce un cambio de comercializador o un paso de mercado regulado a liberalizado (o viceversa), se debería desplazar a un lector a campo. Esto tiene dos inconvenientes, el elevado coste y la dificultad operativa de llevarlo a cabo. No se ha de olvidar que, dado el elevado número de equipos a leer, las rutas de lecturas están optimizadas y cualquier cambio en ellas implica que se pase a un sistema que no está normalizado, cuyo coste es mayor y cuya organización es sensiblemente más difícil.

Todo lo anterior lleva a que se ha de analizar conjuntamente el sobrecoste que supondría cumplir los plazos de 15 días en base a una lectura real y la posibilidad de modificar los plazos establecidos, todo ello bajo la restricción que supone la capacidad de absorción de costes de estos consumidores (o el sobrecoste que supondría para la distribución).

Partiendo de la base de que no merece la pena modificar los ciclos de lectura, con objeto de proceder al cambio de suministrador, se ha de señalar que establecer un período de hasta un mes para proceder a efectuar el cambio puede ser razonable, pero hasta dos meses (y considerando que para algunos consumidores este plazo podría ser al día siguiente y para otros hasta dos meses) resulta excesivo.

Por ello, se propondría que, para los consumidores con ciclo de lectura y facturación bimestral, la gran mayoría a los que les afecta la elegibilidad 2003, el comercializador pudiese escoger entre que la activación del nuevo contrato con el comercializador fuese a los 15 días desde la solicitud o con el ciclo de lectura. En el caso en que se optase porque la actuación de contrato se produjera con un plazo fijo de 15 días, el cierre de lectura se realizaría por estimación, sin que se hayan de modificar las rutas de lectura.

También, para aquellos consumidores a los que se les lee y factura mensualmente, se considera que el cambio se debería realizar con la lectura, es decir, con un período máximo de un mes, sin modificar en este caso el ciclo de lectura. Con ello, el período medio cumpliría la restricción de los 15 días y el máximo, un mes, no es tan elevado como el que se produciría con las lecturas bimestrales. Además, los cierres se producirían sobre lecturas reales y no sobre estimaciones, lo que resulta conveniente en este caso, ya que el consumo de estos clientes es notablemente superior a los de lectura bimestral y, por ende, los riesgos de la estimación, con lo que realizar estimaciones sobre estos consumos podría dar origen a un buen número de reclamaciones y conflictos.

1.5. Quinta: Sobre la forma de minimizar los impagos por el suministro mantenimiento la libertad de contratación entre las partes.

El artículo 86 del Real Decreto 1955/2000 recoge los supuestos en que se puede producir la suspensión del suministro a los consumidores y sujetos cualificados.

Así, señala en primer lugar que se estará a las condiciones que se hubieran pactado, con la única prevención de que las condiciones generales de la contratación y los pactos particulares que pudiesen condicionar la garantía de suministro, si los hubiese, se deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

También, se indica que cuando se rescindiese un contrato de suministro, entre un consumidor y un comercializador, éste podrá solicitar al distribuidor que se suspenda el suministro. Esta suspensión se produciría en el plazo de cinco días hábiles desde la notificación, salvo que el comercializador indique lo contrario o el consumidor no acredite la suscripción de un nuevo contrato.

El objetivo de esta norma es claro. Por un lado, permite que el comercializador pueda exigir la suspensión del suministro, sin que tenga que hacer frente a un coste de la energía que se suministra a un consumidor que ya no es su cliente. El plazo es corto, pero de alargarlo se estaría haciendo que un agente que actúa en un mercado liberalizado corriera con un coste por una energía suministrada a un cliente que ya no es suyo. En el tráfico normal de mercancías ningún proveedor suministra a un cliente que no es suyo.

Por otro lado, permite que si el cliente en ese plazo encuentra otro proveedor, no deje de recibir el suministro. Esto también es normal en el tráfico comercial, nadie impide a un cliente cambiar de proveedor con independencia de los motivos que llevan al cambio.

En definitiva las relaciones que se establecen son las normales de un mercado liberalizado y los plazos se fijan en tanto el acceso es único y quien puede realizar actuaciones físicas sobre el suministro es un tercero: el distribuidor.

No obstante lo señalado anteriormente, sistema que ha venido funcionando sin un exceso de conflictos en el pasado, dado que los clientes eran de tamaño elevado y el trato que recibían personalizado, no resulta aplicable cuando se considera el cambio de escala que supone el acceso universal a la elegibilidad en el 2003.

En este caso, se consideran millones de clientes, que no tienen gran capacidad de reacción en un período tan exiguo, y que serán tratados con sistemas automatizados. El número de impagos que tienen carácter coyuntural es importante y no se puede pensar en que se pueda poner en conocimiento de los consumidores esta irregularidad con el tiempo suficiente, de mantenerse el plazo de 5 días, para que puedan tomar medidas.

Por ello, dado el carácter esencial del suministro eléctrico, para evitar un notable número de reclamaciones, se propondría que, el plazo de 5 días se amplíe a 15, empezando a contar desde que el comercializador comunique al cliente por correo certificado, o cualquier otro medio que garantice fehacientemente la comunicación, su situación irregular, y si transcurrido ese periodo no hubiese aportado un nuevo contrato de energía con un comercializador, o hubiese dispuesto su paso a tarifas, entonces se les suspendería el suministro⁶.

A estos efectos el comercializador comunicará al distribuidor la fecha en la que ha comunicado fehacientemente al cliente su situación irregular.

Otro posible supuesto de impagos ocurre cuando el consumidor no atiende al pago de la tarifa una vez que se produce su paso al mercado liberalizado o, viceversa, no hace frente al pago de su tarifa de acceso en el caso en que decida volver a tarifa. Esto podría dejar inerte a los distribuidores, ya que, de mantenerse la actual normativa, esto supone una baja y un alta de contrato. También podría darse el caso de que el distribuidor quisiese cobrar los derechos de enganche, verificación o exigiese el boletín del instalador, por ejemplo, lo que no dejaría de ser en todo caso un abuso legalmente permitido

Para evitar estas situaciones, se debería incluir una cláusula en los contratos tipo de acceso y de tarifa según la cual, en los casos en que se mantuviera el titular, éste se subrogaría en los derechos y obligaciones del anterior contrato de suministro. Con ello, se evitaría tanto los impagos de actividades reguladas, como la aplicación de condiciones abusivas por parte de los distribuidores.

⁶ Este mismo planteamiento sería aplicable en el caso en que a un comercializador fuese suspendido como agente de mercado, si bien en este supuesto debería considerarse la posibilidad de que el consumidor pase automáticamente a tarifa regulada.

1.6. Sexta: Sobre el mantenimiento de los consumidores en tarifas.

Cabe la posibilidad de que los consumidores puedan realizar arbitraje entre el mercado liberalizado y las tarifas, en tanto no existe la obligación de que un consumidor permanezca en tarifas un plazo determinado.

Con objeto de evitar estas situaciones, se debería establecer que, un consumidor que haya pasado del mercado liberalizado a tarifa, deba permanecer en ella al menos un año antes de que pueda pasar de nuevo al mercado liberalizado, excepto en aquellos casos en los que el paso a tarifa sea por la suspensión del comercializador como agente del mercado

1.7. Séptima. Sobre los costes asociados a la gestión y administración de contratos.

En un sistema liberalizado, sobre todo, no resulta conveniente que los costes se repercutan homogéneamente entre todos los consumidores. No se debe caer en la tentación de que, por favorecer la implantación del mercado liberalizado, se distribuyan los costes entre todos los consumidores. Cada consumidor y agente ha de tomar sus decisiones en función de los beneficios que obtiene y repercutiéndole los costes en que incurre o hace incurrir al sistema.

En este sentido, la regulación ha de establecer unas prestaciones mínimas del sistema que son las que deben soportar el conjunto de los consumidores, y, aquellas que vayan más allá de las mínimas deben ser soportadas por los consumidores que las perciben.

En este sentido, y a modo de ejemplo, cabe señalar que el sistema debería soportar que el consumidor cambiase de comercializador una vez al año, pero si el cambio de comercializador se produce antes de que transcurra este período, el nuevo comercializador tiene que sufragar el coste que lleva esta transacción.

1.8. Octava: Sobre los períodos transitorios.

La normativa actual establece unos períodos para la realización de las distintas actuaciones que resultan apropiados en una situación estable. No obstante, ante un posible incremento de la elegibilidad, como el que se puede producir el 1 de enero de 2003, cabe que no sea posible cumplir estos plazos. No resulta en absoluto razonable que se impidiese que los consumidores accediesen al mercado porque, por ejemplo, no hay equipos adaptados a los nuevos requisitos, o que se obligase a los distribuidores a cumplir unos plazos que materialmente no pueden cumplir.

Si no se regulan las situaciones transitorias posibles se estaría, como a veces a sucedido en el pasado, ante la peor de las situaciones: nadie cumple porque es materialmente imposible y, por ello, el incumplimiento se convierte en norma y no hay realmente plazo para que los agentes estén obligados al cumplimiento. Puede incluso que los plazos se aprovechen en beneficio propio, siendo exigidos a los consumidores que no contratan con empresas del grupo y sin exigírselos a los que si lo hacen.

Por ello, se deben fijar unos periodos transitorios lógicos, que no retrasen la incorporación de los consumidores y que, en todo caso, sean de obligado cumplimiento.

2. PROCEDIMIENTOS DE GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO.

2.1. Base Normativa.

El esquema lógico sería, en primer lugar, determinar las modificaciones necesarias de los Reales Decretos para hacer posible la elegibilidad 2003. Una vez determinadas éstas, proceder a elaborar unas propuestas de

Ordenes Ministeriales y, por último, una normativa de rango inferior que explicitase claramente los procedimientos⁷.

Sin embargo, dado el tiempo disponible para la implantación de los sistemas necesarios para hacer posible la elegibilidad total, se ha comenzado diseñando los flujogramas de procesos de intercambio de información y gestión de contratos, sobre una normativa que es la actual o con unas modificaciones que se encuentran implícitas en el desarrollo de los procedimientos.

No obstante, a lo largo del informe, ya se han incluido una serie de consideraciones que han de trasladarse a modificaciones reglamentarias; así, y sin ánimo de ser reiterativos:

- Los plazos para acceder del mercado regulado al liberalizado (no es necesario modificar los plazos sino incluir el transitorio ante la falta de equipos).
- La obligación de los consumidores de mantenerse en tarifa un año si provienen del mercado liberalizado.
- Definición de conceptos de coste que puedan repercutir los distribuidores al resto de agentes.
- Los períodos transitorios que se les concede en el año 2003 a los distribuidores para proceder a instalar los equipos de medida e Interruptores de Control de Potencia.
-

Estas modificaciones reglamentarias, así como las que se detecten en otras áreas sobre las que se continúa trabajando, sería conveniente

⁷ En el caso de los procedimientos sobre la portabilidad de los número telefónicos, esto se realizó a través de una circular CNMT.

publicadas a la mayor brevedad y, en el peor de los casos, en el Real Decreto de tarifas de este año.

Existe otro conjunto de medidas normativas que podrían ser recogidas en Orden Ministerial, ya previstas en los Reales Decretos publicados o en la última modificación del Reglamento de Puntos de Medida. Así:

- Se debe desarrollar la Orden Ministerial por el que se establece el contrato-tipo de acceso. En esta Orden se debería incluir la subrogación de los derechos y obligaciones del consumidor en el paso de mercado regulado a liberalizado.
- Se debe desarrollar el artículo 9.3.4 del Real Decreto 385/2002 procediendo a la mayor brevedad a implantar el Código Universal de Punto de Suministro.
- También, en una Orden Ministerial de desarrollo del Real Decreto 1955/2000, se deberían establecer:
 - La obligación de los distribuidores de proceder a comunicar a los comercializadores sobre la aceptación o denegación de su solicitud en el plazo de 5 días desde la recepción de la misma.
 - Los plazos para proceder al cambio de comercializador.
 - Los costes de las distintas transacciones que se recojan en el Real Decreto de tarifas.
 - La habilitación a la Dirección General de Política Energética y Minas para que, a propuesta de la CNE, determine los procedimientos de gestión y administración de contratos de suministro.

2.2. Procedimientos de Gestión y Administración de Contratos.

Sobre la base normativa actual y sobre los cambios que se han recogido en el punto anterior se han desarrollado procedimientos que en síntesis son los siguientes:

1. Acceso y Mantenimiento del Registro de Puntos de Suministro.
2. Paso de mercado regulado a mercado liberalizado.
 - 2.a) Paso de mercado regulado a liberalizado, tarifas de acceso, 2.0.A y 2.0.N.A, sin modificaciones de potencia.
 - 2.b) Paso de mercado regulado a liberalizado, tarifas 2.0.A y 2.0.N.A, con modificaciones de potencia.
 - 2.c) Paso de mercado regulado a liberalizado del resto de tarifas de acceso.
3. Cambio de Comercializador
 - 3.a) Sin modificaciones de condiciones de ATR.
 - 3.b) A solicitud de comercializadora entrante.
4. Modificaciones contractuales.
 - 4.a) Con modificaciones que precisan actuaciones en campo.
 - 4.b) Sin necesidad de actuaciones en campo.
5. Bajas de contrato.
 - 5.a) Baja de contrato de energía a iniciativa de la Comercializadora.
 - 5.b) Baja de ATR por retorno a tarifa.
 - 5.c) Baja de ATR por cese de actividad.

En estos procesos se incluye la doble posibilidad de que se realice a iniciativa de la Comercializadora o bien que la gestión la realice directamente el cliente.

También se prevé la posibilidad de que se produzca una anulación o reposición en el caso en que se haya producido un cambio incorrecto o no deseado.

2.3. Descripción General de los Procedimientos.

Cada uno de los procedimientos que se recogen en el Anexo I consta de:

- a) Una descripción general de las principales características del procedimiento.
- b) Un diagrama de flujo en el que se recogen las actividades de cada agente, los flujos de información entre ellos y los plazos para llevarlas a cabo.

2.4. Breve descripción de cada procedimiento.

2.4.1. Acceso y Mantenimiento del Registro de Puntos de Suministro (Pág. 5 y 7 Anexo I).

En el Real Decreto-Ley 6/200, se recogía la necesidad de que los distribuidores llevaran un registro y remitiesen los datos de suministro a los consumidores que pudiesen ejercer la elegibilidad con 15 días de antelación.

Con objeto de cumplir con la obligación de disponer de este registro, se ha establecido un procedimiento del registro de puntos de suministro, que contenga los datos básicos de facturación e instalación del suministro.

Este puede servir para dos objetivos. Por un lado, para dar cumplimiento al precepto legal, de tal forma que los consumidores puedan acceder gratuitamente al mismo, al menos dos veces por año.

Por otro lado, puede servir para facilitar la labor de los comercializadores, ya que les permite obtener de una forma telemática y según campos normalizados la información del registro, con lo que podrían hacer ofertas de un modo más eficiente. En este caso se debería establecer un precio regulado para este servicio.

Se ha tratado de minimizar la información que los comercializadores han de remitir a los distribuidores, bastando con el envío del Código Universal de suministro (CUPS) para identificar el punto de suministro y el número de contrato regulado. Sólo se rechazaría el envío si no coincidiesen estos datos. En este caso no se establece la obligación de que se disponga de autorización escrita del consumidor.

Se ha establecido un período máximo para el envío de la respuesta de 3 días hábiles.

2.4.2. Paso de mercado regulado a mercado liberalizado sin modificación de potencia. Tarifas 2.0A y 2.0.N.A. (Pág. 10 Anexo I)

Este procedimiento se ha diseñado para el caso general de los clientes domésticos, en el supuesto que no fuese necesario modificar los plazos establecidos por la normativa para instalar Interruptores de control de potencia (ICP) en aquellos consumidores que carecieran de ellos. Como ya se ha señalado en el punto 5.8, se podría conceder en el año 2003 un periodo transitorio para esta instalación, 3 meses, en cuyo caso los consumidores accederían al mercado sin ICP y posteriormente se les instalaría.

Las actuaciones comienzan por la firma del contrato entre consumidor y comercializador y, a partir de aquí, el resto de las actividades las realizan los comercializadores y distribuidores, salvo

una comunicación final del distribuidor al consumidor en el que se remite el contrato de ATR.

La única información que debe remitir el comercializador es el CUPS, el número de póliza y el CIF/NIF del consumidor, habiéndose pretendido minimizar el número de datos a remitir (evitando con ello la posibilidad de errores) y, a la vez, garantizando mínimamente que no se repiten solicitudes o que éstas han sido debidamente firmadas.

Se establece un plazo de 5 días para que los distribuidores contesten a los comercializadores sobre si la solicitud ha sido aceptada o rechazada. Este plazo actualmente no está regulado. La normativa actual (Real Decreto de tarifas de acceso) señala que el distribuidor dispone de un plazo de 15 días para denegar el acceso y que, transcurrido este plazo, si no se ha comunicado la denegación se supone concedido el acceso.

Se considera que, si bien supone una nueva obligación para el distribuidor, se debe establecer esta obligación, ya que, en caso de denegación, por cualquier tipo de error, el comercializador podría subsanarlo sin esperar el plazo de 15 días y, en caso de aceptación, podría realizar previsiones de compra de energía.

Este plazo ha de matizarse. Si se trata de un distribuidor con un número de consumidores pequeño, podría gestionar las peticiones de cambio aunque las recibiera manualmente en estos plazos. Si el distribuidor tiene que gestionar un número elevado de solicitudes, sólo es posible que cumpla estos plazos si éstas le son remitidas telemáticamente, con una información y formatos preestablecidos.

Por ello, debería establecerse la obligación de que los distribuidores tuvieran la obligación de establecer los mecanismos para ser capaces de contestar en estos plazos. No obstante, aquellos que dispusiesen de sistemas telemáticos de recepción y envío de la

información deberían tener el derecho a exigir que la información se les remita a través de buzones FTP con ficheros y formatos preestablecidos u otro similar previamente aprobado. En caso de que los comercializadores no les remitiesen la información por estos medios quedarán exonerados de contestar en el plazo de 5 días, sin perjuicio de los plazos regulados para la activación de contratos.

Con carácter general, el plazo para la activación del contrato es de 15 días, si el consumidor tiene instalado el ICP, o de 15 días más el tiempo de instalación de éste, que no debe superar otros 15 días, en el caso en que no lo tenga instalado. No obstante, dada la posibilidad de que no pudiesen atender la instalación de ICP en el año 2003, sería conveniente establecer un período transitorio durante ese año para la instalación de ICPs de hasta 3 mes.

En este caso, se activaría el contrato en 15 días, realizando el cierre de lecturas por estimación.

En la página 11 del Anexo I, se recogen la descripción de las causas que pueden originar la denegación del acceso, habiéndose limitado éstas a pocas y muy concretas.

Asimismo, en la página 12 del Anexo se recogen las posibles incidencias y rechazos en campo, básicamente se diferencian en incidencias, que pueden producir un retraso, y rechazos, cuando las incidencias no han podido ser subsanadas y originan que el consumidor no pueda acceder al mercado liberalizado.

2.4.3. Paso de mercado regulado a mercado liberalizado con cambio de potencia. Tarifas 2.0.A y 2.0.N.A (Pág. 13 Anexo I).

Con carácter general, se ha optado por separar lo que es el acceso al mercado de lo que son actuaciones en campo debidas a

modificaciones de potencia. Se ha optado por este sistema con objeto de que las actuaciones en campo no impliquen un retraso en el acceso al mercado liberalizado.

No obstante, en el caso concreto del paso de mercado regulado a liberalizado existe una particularidad en el caso de los consumidores domésticos, que se deriva del hecho de que a muchos consumidores debería instalárseles ICP para acceder al mercado liberalizado.

No tiene sentido instalar un ICP y posteriormente modificarlo. En este supuesto se podrían solicitar ambos cambios simultáneamente. El paso a mercado liberalizado se produciría a los 15 días y posteriormente, una vez realizadas las actuaciones en campo, se procedería a la modificación de potencia.

También en este caso, y por los mismos motivos que se señalan en el punto 6.4.2, será necesario conceder un período transitorio en el año 2003, si bien se considera que este debiera ser más corto, 1 mes, en tanto que el consumidor quiere contratar otros valores de potencia y, en tanto no se les modifique el tarado del ICP, mantiene los valores anteriores.

Las posibles causas de rechazo se recogen en la página 12 del Anexo I, y son lógicamente más amplias que en el supuesto del punto 6.4.4., al poder venir mal definidas las potencias en los mensajes que envía el comercializador al distribuidor.

2.4.4. Paso de Mercado Regulado a Mercado Liberalizado en tarifas 2.0.A y 2.0.N.A. Cliente Contrata ATR directamente. (Pág. 15 Anexo I).

Si bien se considera más operativo que las relaciones con el distribuidor las centralice el comercializador, no se puede eliminar la posibilidad de que el cliente pueda contratar directamente el acceso.

En este caso las relaciones se modifican, y no se emplearán ficheros de intercambio automáticos. Sería en todo caso preciso modificar la normativa actual, en el sentido de que no sólo sea necesario que el cliente comunique el nombre del comercializador y la duración del contrato, si no que se obligue a presentar un documento del comercializador que acredite la suscripción de un contrato de energía.

En la página 20 del Anexo I se recogen los motivos de rechazo de la solicitud de cambio, que son idénticas a los del procedimiento anterior, es decir en el caso de modificaciones de potencia, ya que no se ha considerado oportuno dividir este procedimiento en dos, creando otro, sin cambio de potencia, ya que no se prevé que éste sea el procedimiento habitual y, en todo caso, existirá una relación directa entre el consumidor y el distribuidor.

2.4.5. Altas de Contratos Nuevos y Paso de Mercado Regulado a Mercado liberalizado en resto de tarifas de ATR (Pág. 17 Anexo I)

Este procedimiento es similar al señalado en el punto 6.4.2, salvo que, en este caso, como la estructura de las tarifas de acceso no coincide con la de las tarifas integrales, siempre es preciso realizar actuaciones en los equipos de medida.

Dado que cabe la posibilidad de que en el ejercicio 2003 sea preciso establecer transitorios para la implementación de equipos de medida, el paso a mercado liberalizado de los consumidores a los que no se les obligue a cambiar los equipos se producirá con el ciclo de lectura, ya que todos deben ser de lectura mensual en la nueva tarifa de acceso.

2.4.6. Altas de Nuevos Contratos y Paso de Mercado Regulado a liberalizado en resto de tarifas de ATR. El Cliente Contrata el ATR (Pág. 19 Anexo I)

Este procedimiento es similar al anterior, siendo aplicables los mismos comentarios que se recogieron en el punto 6.4.4.

2.4.7. Anulaciones de Paso de Mercado Regulado a Mercado Liberalizado y Reposiciones a iniciativa de Comercializador (Pág. 21 Anexo I).

Dado que se están considerando tratamientos masivos de datos, y que se pueden producir errores, es necesario considerar un procedimiento que permita anular los cambios realizados.

La diferencia entre anulación y reposición radica en que en la primera no se ha procedido a realizar actuaciones en campo mientras que en la segunda ya se han efectuado.

Se considera que, dado que resulta posible que el consumidor pueda tardar bastante tiempo en conocer que ha pasado a mercado liberalizado, se debería establecer la posibilidad de reposición hasta transcurridos tres meses desde la solicitud de cambio.

Se considera asimismo que el coste que originan las reposiciones debería dar origen a un precio regulado que facturase el distribuidor al comercializador.

2.4.8. Reposición a iniciativa del cliente posterior al envío de la primera factura de ATR. (Pág. 22 Anexo I).

Este procedimiento es similar al anterior, salvo que el consumidor se dirige directamente al distribuidor.

En él se contemplan dos posibilidades: a) que sí exista contrato, en cuyo caso se anula la reposición y el consumidor que hubiese firmado el contrato si no quiere mantener la relación contractual con

el comercializador debería tratarlo como una baja, o b) que no exista el contrato, en cuyo caso, se efectuaría la reposición y se cargaría al comercializador un precio regulado por haber solicitado un cambio que no está documentado.

2.4.9. Cambio de Comercializador sin modificaciones de ATR (Pág. 27 Anexo I).

Este procedimiento, dado que no existen actuaciones en campo, es similar al señalado en el punto 6.4.2. de paso de mercado regulado a liberalizado sin cambio de potencia y sin necesidad de instalar ICP, con la diferencia de que el número de agentes implicados es mayor, al existir dos comercializadores.

El cambio efectivo se realizará a los 15 días o según ciclo de lectura, a voluntad del comercializador, en el caso de que al consumidor se le lea bimestralmente, y según ciclo de lectura para los consumidores con lectura mensual.

Se considera que el sistema debería soportar el coste de un cambio de comercializador una vez al año. En el caso en que este cambio se produjese con una periodicidad inferior, antes de que transcurra el año, el nuevo comercializador debería soportar un precio regulado por este cambio.

2.4.10. Cambio de Comercializadora a iniciativa de la Comercializadora entrante (Pág. 28 Anexo I).

Este procedimiento refleja el caso general de un cambio de comercializador. Se mantiene la separación entre lo que es un cambio de comercializadora y lo que son actuaciones en campo.

El cambio de comercializador tiene lugar a los 15 días o período de lectura y las nuevas condiciones del ATR se aplican a partir de la fecha en que se han efectuado las actuaciones en campo.

Los plazos y los comentarios sobre las comunicaciones son los ya realizados al considerar el paso de mercado regulado a liberalizado, sirviendo también lo ya indicado en relación a los costes en caso de cambios inferiores a un año.

2.4.11. Cambio de Comercializadora a instancia del Cliente (Pág. 31 Anexo I).

En este procedimiento es el consumidor el que realiza ante el distribuidor las gestiones para el cambio de comercializado.

Los comentarios a este procedimiento son los ya realizados en el punto 6.4.4. Paso de Mercado Regulado a Mercado Liberalizado a instancias del cliente.

2.4.12. Anulación de Cambio de Comercializadora a iniciativa de la Comercializadora Entrante (Pág. 33 Anexo I).

Este caso es similar al de anulación y reposición en el paso de Mercado Regulado a Mercado Liberalizado en el que la comercializadora entrante juega un papel similar al que en ese paso tenía la Comercializadora.

2.4.13. Anulación de Cambio de Comercializadora con reposición a iniciativa de la Comercializadora Saliente (Pág. 34 Anexo I).

En este procedimiento la iniciativa la toma la Comercializadora saliente a quien se ha dirigido el consumidor señalándole que no ha firmado un contrato de energía con la nueva comercializadora.

Con objeto de que este procedimiento no se emplee para dificultar el cambio de comercializadora, se exige que la comercializadora saliente presente una acreditación del consumidor de que no ha firmado el contrato. Con ello se evita que la comercializadora entrante, que debe remitir el contrato de energía en el caso de que no esté de acuerdo con el cambio, vea incrementados sus costes, utilizándose este proceso para crear barreras de entrada al cambio de comercializadora.

2.4.14. Modificaciones Contractuales del ATR con actuaciones en campo a Iniciativa de la Comercializadora (Pág. 38 Anexo I).

Este procedimiento recoge las actuaciones y flujos de mensajes en el supuesto de que, sin cambiar de la comercializadora, se modifiquen las condiciones de ATR, lo que, en este procedimiento, exigirá actuaciones en campo.

El esquema general de plazos, actuaciones y mensajes es el considerado en los procesos descritos anteriormente.

2.4.15. Modificaciones Contractuales del ATR con actuaciones en campo. Cliente solicita cambios ATR directamente (Pág. 40 Anexo I).

Este procedimiento es similar al anterior, con la salvedad de que los mensajes son diferentes en tanto se incrementa el flujo de información entre cliente y distribuidor.

2.4.16. Modificaciones Contractuales del ATR sin actuaciones en campo (incluye cambios en datos de clientes) (Pág. 42 Anexo I).

Este procedimiento trata de recoger aquellos supuestos de cambios administrativos (subrogaciones, traspasos, etc.) que no precisen

actuaciones en campo o aquellos otros en que modificando las potencias contratadas no se necesite actuar sobre los equipos de medida. También aquellos cambios que se produzcan en la información relativa a los consumidores que deban disponer los distribuidores, ya que, en todo caso, estos mantienen un contrato en vigor con los consumidores por el acceso y necesitan tener actualizados sus datos para poder contactar con ellos.

2.4.17. Anulaciones de Modificaciones Contractuales del ATR. (Pág. 44 Anexo I).

Como en todos los casos es preciso considerar la posibilidad de anular los cambios realizados. Este procedimiento no incluye reposición ya que, en el caso en que fuesen precisas actuaciones en campo, se le dará el mismo tratamiento que a una nueva modificación contractual.

2.4.18. Baja del Contrato de energía a iniciativa de la Comercializadora (Pág. 49 Anexo I).

La comercializadora puede solicitar la suspensión del contrato de energía con 15 días de antelación desde la comunicación certificada al consumidor. Ya se discutió en el punto 5.5., al tratar el tema de los impagos, que salvo que, en ese período de quince días, la comercializadora anulara la solicitud de suspensión del suministro, se suspenderá el suministro al consumidor

También se señala que, en el plazo de 15 días, se puede producir un cambio de comercializadora o un paso a tarifa regulada sin que se agoten los plazos señalados anteriormente al considerar estos procedimientos.

2.4.19. Anulación de Baja de Contrato de ATR y/o energía (Pág. 51 Anexo I).

Este procedimiento de anulación es genérico con independencia de que se solicite una anulación de la baja del Contrato de energía, que se ha de realizar en un plazo inferior a cinco días para que no proceda la suspensión de suministro o el paso a la tarifa de última instancia, o para la anulación de una baja en el contrato de ATR, que también se ha de realizar antes de 5 días, que es el plazo que establece la normativa, para dar de alta a un consumidor a tarifa o a proceder a una baja por cese de actividad.

2.4.20. Baja del Contrato de ATR a iniciativa del cliente por paso a Mercado Regulado (Pág. 53 Anexo I).

Este procedimiento señala las actuaciones y flujo de información en el caso en que un cliente solicite la baja de contrato de ATR por paso a tarifa regulada.

En él se ha mantenido el plazo establecido en la normativa, según el cual el distribuidor ha de proceder a este cambio en un plazo de 5 días, salvo que, debido a que se precisen actuaciones en los equipos de medida, dispongan de un plazo adicional de 15 días.

2.4.21. Baja del Contrato ATR a iniciativa del cliente por cese de actividad (Pág. 54 Anexo I).

Este procedimiento es similar en sus actividades al anterior, salvo que el fin es la baja definitiva del suministro y el plazo total son 5 días.

2.4.22. Baja de Contrato por paso a Mercado Regulado a iniciativa de la comercializadora como servicio al cliente (Pág. 56. Anexo I).

Se ha previsto que el comercializador pueda solicitar, como servicio al cliente, la vuelta a tarifa. En este caso, los plazos son los mismos que si lo solicitara el consumidor, si bien el flujo de mensajes resulta obviamente diferente.

2.4.23. Baja de Contrato por cese de actividad iniciativa de la comercializadora como servicio al cliente (Pág. 57. Anexo I).

Este procedimiento es similar al 6.4.20, cuando lo solicita el cliente, salvo que en este caso la solicitud la lleva a cabo el comercializador.

Se ha tomado la precaución de que el distribuidor deba confirmar con el cliente la baja definitiva del suministro.

2.4.24. Anulación de Baja de Contrato a iniciativa de la Comercializadora como servicio al cliente (Pág. 59. Anexo I)

En este procedimiento se prevén posibles anulaciones cuando el comercializador, en nombre del cliente, ha solicitado la baja del ATR, bien sea para su paso a mercado bien por cese de suministro.

3. CONSIDERACIONES FINALES

En apartados anteriores se han mostrado los antecedentes que han llevado a la elaboración de los procedimientos, se ha descrito someramente la situación actual del mercado, se han discutido unas consideraciones generales respecto a los aspectos normativos que se debieran regular y, por último, se han descrito los procedimientos y se han adjuntado los diagramas de flujo de estos.

Estos diagramas de flujo y el contenido de los mensajes que se han de intercambiar, permite que los comercializadores y distribuidores puedan preparar sus sistemas para la gestión de cambios que se pueden producir a partir de enero de 2003.

No obstante, si estos procedimientos resultan imprescindibles, y sólo contando con ellos es posible que el sistema no se colapse, se ha de reiterar que, en algunos casos implican modificación de la normativa con rango de Real Decreto, y que, en otros, se necesita desarrollo a nivel de Orden Ministerial.

Como ya se ha señalado, los cambios a nivel de Real Decreto deberían realizarse a la mayor brevedad y como tarde incluirse en el Real Decreto de tarifas del año. Asimismo se debería elaborar una propuesta de Orden Ministerial que recoja el desarrollo de la normativa relativa a la gestión y administración de contratos. Esta propuesta vendrá condicionada por las modificaciones que se incluyan por Real Decreto que, es posible que no se efectúen hasta diciembre de 2002.

CAPÍTULO III .- EQUIPOS DE MEDIDA

1. DESARROLLO DE LOS TRABAJOS DEL GRUPO DE TRABAJO DE EQUIPOS DE MEDIDA.

En las reuniones mantenidas por el Grupo de Trabajo, formado por fabricantes de equipos, agentes del sector y consumidores, se pusieron de manifiesto diversas consideraciones y comentarios sobre el plan inicialmente propuesto por la CNE, relativas a:

- Los límites a partir de los cuales sería conveniente la exigencia de medida horaria.
- Las características que deberían tener los equipos de medida en lo relativo al número de periodos, exigencia de protocolos estándar, funcionalidades comunes, etc.

Parecía no obstante que sí existía unanimidad en lo relativo a que la exigencia de equipos de medida debería aplicarse a todos los consumidores, con independencia de que hubieran accedido al mercado o aún estuviesen acogidos a tarifa. Asimismo también había unanimidad en relación a la necesidad de establecer unos periodos transitorios para la implantación de los equipos de medida de los consumidores de baja tensión, con independencia de las características de los mismos.

A la vista de lo expuesto en el Grupo de Trabajo, la CNE consideró conveniente remitir un cuestionario a fabricantes, empresas y consumidores, con objeto de que se concretase lo señalado en las reuniones respecto a los diversos aspectos relativos a los equipos de medida.

2. CUESTIONES RELATIVAS A LOS EQUIPOS DE MEDIDA.

2.1. Preguntas del cuestionario.

En síntesis, las preguntas que se realizaban en el cuestionario (Anexo II), se referían a:

1. Disponibilidad de equipos: se requería que se señalase si se disponía de equipos de medida tipo III (con medida horaria) y tipo IV (por períodos); en el caso de punto de medida tipo III, el tiempo que se necesitaría para adaptarlo a medida directa y que cupiera en la centralización de contadores; en el caso de tipo IV el tiempo necesario para incluir el protocolo de comunicaciones estándar, optoacoplador y puerto serie de comunicaciones.
2. Precios de los equipos: se les pedían los precios actuales de los equipos, así como una estimación para un mercado potencial global de 500.000 unidades y 20.000.000 unidades.
3. Actuaciones que se han debido realizar derivadas de los fallos de los equipos, tanto actualmente como las previstas una vez se alcanzara el período de madurez de los equipos.
4. Estimaciones de los beneficios (valoración económica) que podría reportar para un consumidor el disponer de lectura horaria frente a lectura por períodos o de un único valor acumulado.
5. Costes adicionales a los de adquisición de equipos: se solicitaban los costes de instalación, mantenimiento, intervenciones, lectura, almacenamiento y tratamiento de la información para los distintos tipos de puntos de medida, en diversos escenarios definidos según el alcance y obligatoriedad de la medida horaria.
6. Descripción de los posibles problemas operativos de los distintos escenarios: se pedía que, para los mismos escenarios de costes, se

comentasen los problemas operativos que pudieran derivarse de cada uno de los escenarios.

7. Experiencias internacionales: se solicitaba que comentaran, en base al conocimiento disponible que tuviesen sobre experiencia internacional, cuales eran los límites de obligación de disponer de medida horaria y por períodos.
8. Alternativa óptima: por último, se les solicitaba a todos los encuestados que respondieran sobre la alternativa que les parecía óptima.

2.2. Respuestas de los agentes sobre costes y actuaciones.

Este cuestionario ha sido remitido a los miembros del Grupo de Trabajo de Seguimiento de la Elegibilidad 2003 y del Grupo de Expertos de Equipos de Medida. Se han recibido las respuestas de CIDE, Endesa, Hidrocantábrico, Iberdrola, Unión Fenosa y Viesgo (por las empresas eléctricas distribuidoras), de Electrabel, EnBW y Gas Natural (por los comercializadores no ligados a empresas distribuidoras), de RENFE (por los consumidores), de los Operadores del Sistema y del Mercado y de los fabricantes de equipos.

De estos se han recibido respuestas de los fabricantes: ABB, Actaris, Circutor, Eliop, Metrega, Orbis, Siemens y ZIV. No se ha recibido respuesta de Kamstrup y Telvent.

Si bien en el Anexo II se incluye un extracto de las principales respuestas, en síntesis y por grupos, las respuestas han sido las siguientes:

Fabricantes

Sólo dos empresas disponen de equipos de medida horaria y por períodos.

Cuatro empresas disponen de equipos de medida horario y no por períodos.

Dos fabricantes disponen de equipos por períodos y no horarios.

De aquellos que disponen de equipo de medida horaria, dos señalan que ya lo tienen disponible para medida directa y con posibilidad de incluirlo en centralizaciones de contadores. El resto, en unos casos los tienen desarrollados, pero no tienen pruebas en campo, o se encuentran en fase de desarrollo. El tiempo que estiman de pruebas de campo varía entre los 2 y los 6 meses.

De los cuatro fabricantes que disponen de equipos con acumulación por períodos, los tiempos para instalar protocolo estándar, puerto serie y optoacoplador varían entre 10 y 24 meses, siendo preciso unas pruebas de campo de entre 4 y 6 meses.

En relación a los precios⁸ de los equipos, actualmente señalan que se encuentran entre 360 € y 600€ para los puntos de medida tipo III (horaria) y que este valor no difiere en caso de medida directa. Los precios de los equipos con períodos horarios son inferiores, situándose en el rango de los 250 € a 400 €. En el caso de ampliar el mercado potencial a 500.000 unidades suponen que habría unas reducciones adicionales de unos 30 €, mientras que no se dan estimaciones para un mercado potencial de 20.000.000 unidades.

Respecto al número de actuaciones debidas al fallo de los equipos, sólo un fabricante da un valor para el punto de medida tipo III, que señala que es parcial y, sobre los puntos de medida tipo IV, dos fabricantes dan valores en el rango de 0,003 – 0,004 incidencias por equipo y año.

⁸ No se considera el valor dado por un fabricantes al ser muy distinto de la media.

Empresas distribuidoras

La gran mayoría de las empresas tienen instalados puntos de medida de tipo III y, si bien contestan que no tienen equipos con períodos horarios, de sus comentarios se desprende que se refieren a que los que tienen actualmente, o son electromecánicos, o si son electrónicos no pueden en general reprogramarlos para que sean capaces de medir los nuevos períodos que exige la tarifa de acceso de tres períodos. En cualquier caso consideran que tanto para los equipos de medida de tipo III como para el tipo IV, en caso de incluirles el protocolo estándar, se necesitaría un período de pruebas en campo entre 6 y 24 meses.

En relación a los precios de los equipos, el abanico que señalan se sitúa entre los 350 € - 800 € por equipo, para los puntos de medida tipo III; aquellas empresas que aportan valores sobre los costes de los equipos con medida directa y posibilidad de centralización señalan valores similares a los que tienen actualmente instalados; la única empresa que aporta valores sobre el punto de medida tipo IV indica una rebaja, en relación con el tipo III, de unos 150 €.

En relación a las actuaciones que se han debido realizar sobre los equipos de medida de tipo III se señala que éstas varían entre 1 y 3 veces al año, si bien consideran que una vez los equipos alcancen su período de madurez bajaran hasta 0,05, según unos, ó 0,20, según otros. Respecto a los puntos de medida electrónicos que más se aproximarían a los tipo IV, que actualmente tienen instalados, la tasa de fallo se sitúa en valores del rango 0,01 – 0,05 y se espera que ésta se mantenga en el futuro, con independencia de si tienen protocolo estándar o si utilizan el protocolo residente del fabricante.

En relación a los otros costes de la medida, distintos a la adquisición de los equipos: instalación, mantenimiento, intervención, lectura y tratamiento de la medida, las empresas distribuidoras señalan que los costes asociados a

los puntos de medida de tipo III actualmente varían entre los 275 €/equipo año y los 530 €/equipo año, mientras que los tipo IV variarían entre 50 €/equipo año y 84 €/equipo año, con una disminución de unos 10 €/equipo año si se incluyeran protocolos estándares.

En el caso en que todos los consumidores entre 15 kW y 50 kW tuvieran que instalar un equipo horario, consideran que podrían producirse reducciones de los costes en el entorno de los 100 a 200 €/equipo año. De ampliarse la medida horaria y hacerse universal el rango de costes lo sitúan entre los 70 €/equipo año y 180 €/equipo año, si bien todos comentan que estas respuestas presentan un elevado nivel de incertidumbre, dado que la hipótesis no es actualmente viable.

Comercializadores, operadores y clientes

En general, este grupo no ha cuantificado los costes de los equipos ni respondido a los temas de incidencias, si bien ha aportado información sobre la valoración económica y ha tomado postura en relación a la mejor de las opciones consideradas.

2.3. Valoración económica de los beneficios.

En relación a la valoración económica de lo que podría representar para un consumidor disponer de una desagregación horaria del consumo respecto a un único valor o a un valor acumulado por períodos, se han recibido respuesta de EnBW, REE, OMEL, UNESA y las empresas distribuidoras.

Así UNESA y las empresas distribuidoras señalan que, para consumidores entre 15 kW y 50 kW, el ahorro de disponer de medida horaria frente a períodos podría ser de unos 90 €/año y, para un consumidor de hasta 15 kW, el ahorro de disponer de medida horaria frente a un valor acumulado ascendería a 7€/año.

Un comercializador ha señalado que, el ahorro potencial podría ser de 25 €, para medida por períodos, y 2 €, para medida por valores acumulados.

De la información remitida por los operadores, uno señala que no se produciría ahorro, salvo para las segundas viviendas, y el otro aporta la diferencia entre los precios de mercado de los laborables y fines de semana (0,80 cént./kWh) y una amplia bibliografía, pero sin cuantificar los beneficios para consumos tipo.

2.4. Experiencia Internacional.

De la información recibida en relación a la experiencia internacional, se puede señalar que:

- En EEUU y Canadá sólo en dos estados existe la obligación de tener medida horaria para consumidores con potencias contratadas inferiores a 50 kW (Arizona y Michigan).
- En Europa, el límite más habitual para exigir medida horaria es de 100 kW, salvo Finlandia (45 kW) y Alemania (30 kW).
- No se pone límites a que los consumidores de menor tamaño instalen equipos de medida horarias, pero, en estos casos, son los consumidores los que corren con todos los costes de los equipos y de la medida.

2.5. Opinión sobre la alternativa más razonable.

Todos los distribuidores, un comercializador independiente, un operador y un consumidor opinan que la alternativa más apropiada es:

- Medida horaria para potencias contratadas superiores a 50 kW, por períodos entre 15 kW y 50 kW y un único valor por debajo de 15 kW.

Un comercializador independiente considera que entre 15 kW y 50 kW se debería dar la opción a los consumidores de elegir entre medida horaria y períodos.

Uno de los operadores considera que la medida horaria debería ser obligatoria para todos los consumidores por encima de 15 kW y voluntaria por debajo de este umbral.

Los fabricantes en general no se pronuncian sobre la alternativa que consideran óptima. Sobre este aspecto, sólo se pronuncian tres fabricantes, dos señalan que se debería instalar contadores horarios a todos los consumidores y el tercero que se debería permitir que los consumidores entre 15 kW y 50 kW pudiesen escoger entre contador horario o por períodos. Se ha de señalar que todos los fabricantes que se han pronunciado disponen de contadores horarios pero no por períodos.

3. ANÁLISIS DE BENEFICIO DE DISPONER DE MEDIDA HORARIA REALIZADO POR LA CNE.

En este apartado se presentan los resultados de un estudio realizado para tratar de determinar los beneficios que puede obtener un consumidor por el hecho de disponer de un contador con registro horario, frente a uno que registre unos pocos períodos.

Como se indica a continuación, los efectos económicos para el consumidor dependerán críticamente de sus pautas de consumo, de la volatilidad de los precios en el mercado de producción y de la definición y número de períodos del equipo con el que se realice la comparación. Para analizar el efecto de las pautas de consumo se ha optado por utilizar, a nivel de obtención de datos, diferentes perfiles de carga, ordenados de mayor a menor beneficio para el consumidor, para únicamente al final del estudio evaluar la representatividad de los mismos de cara a obtener unas conclusiones relevantes para un conjunto suficiente de consumidores. Con respecto a la volatilidad de los precios, se han utilizado las series anuales de precios horarios correspondientes al mercado español de electricidad desde 1998 a 2001 inclusive.

3.1. Origen del impacto económico de la medida para el consumidor

La energía consumida por un consumidor que disponga de un contador con registro horario, será liquidada en el mercado de producción a los precios existentes en las horas en que realmente consumió. Por el contrario, la energía consumida por un consumidor que disponga de un contador con registro por períodos, será liquidada en el mercado de producción conforme a un perfil de carga que imputa al consumidor consumos horarios que pueden ser diferentes de los que realmente ha realizado.

La diferencia en la liquidación de la energía correspondiente a los dos casos anteriores determinará el beneficio o la pérdida del consumidor por disponer de un equipo horario. La referencia a beneficios o pérdidas resulta evidente, ya que la liquidación en base a contadores por períodos resulta indiferente para los consumidores tomados en su conjunto, y sólo aparecen diferencias con respecto a la medida horaria a nivel de consumidores individuales, cuando éstos concentran su consumo en horas de precios más baratos o más caros que las supuestas para el conjunto.

Cabe destacar, que la referida concentración de consumos en determinadas horas se refiere a horas dentro de cada uno de los períodos disponibles en los contadores con registro por períodos, y no al desplazamiento de consumos entre períodos que resulta igualmente identificado en los contadores con registro horario y en los contadores con registro por períodos.

3.2. Períodos utilizados en la comparación

Como base para el estudio realizado se han utilizado equipos de medida que registran la energía en 6 períodos, que puede resultar un número de períodos adecuado, considerando la precisión en la medida, los costes de lectura y tratamiento de la información y la disponibilidad de equipos.

Los períodos concretos utilizados distinguen los consumos en punta, llano y valle, diferenciando los fines de semana de los laborables, según la siguiente clasificación de horas:

A	B	C	D	E	F
LABORABLES			FESTIVOS		
PUNTA	VALLE	LLANO	PUNTA	VALLE	LLANO
11-13	1-8	9-10	20-24	3-10	11-19
19-22		14-18	1		2
		23-24			

3.3. Análisis de las diferencias horarias de precios

En este apartado se muestra cómo la volatilidad de los precios, aparentemente elevada, no tiene un efecto económico de la misma magnitud sobre el consumidor que dispone de un contador con registro por períodos, sino que éste únicamente percibe un efecto reducido consecuencia de dicha volatilidad.

Si se analizan los errores que se cometen al emplear precios medios en un período frente a los precios horarios, se observa que a nivel anual, el error medio de los precios horarios respecto al precio medio del período se sitúa en niveles que oscilan entre el 16 y el 40 % dependiendo del período elegido y de la serie de precios anual utilizada.

Sin embargo, si se considera que los contadores son leídos una vez al mes, el error medio calculado anteriormente se reduce a niveles que oscilan entre el 14 y el 25 %. Es decir la lectura mensual, que multiplica el número de períodos anuales por 12 (72 períodos anuales), reduce el error medio de precio horario hasta casi en un 40%.

Por otra parte, estas diferencias de precios no son representativas para el consumidor, ya que éste consumirá en determinadas horas del día o semana de una forma más o menos estable, de manera que el error sobre

el precio que el consumo de este consumidor tendrá en las liquidaciones del mercado de producción será muy inferior a los valores anteriores.

Así, se ha comprobado que las diferencias entre los precios medios de las diferentes horas de un período y el precio medio del total de horas del período son, en su mayoría, inferiores al 6 ó 7 %, y en muy pocas ocasiones superiores al 10% (en el ejercicio se han considerado los valores mensuales desde 1998 a 2001, para cada uno de los seis períodos definidos).

Es decir, una parte importante de los errores sobre el precio que se han señalado anteriormente son ocasionados no por la variación de los precios entre horas de un mismo período, sino por la variación de precios dentro de las propias horas que componen dicho período.

3.4. Análisis de los efectos para un consumidor

Hechas las consideraciones anteriores, se ha analizado el efecto real que puede tener sobre un consumidor la lectura horaria frente a la lectura por períodos. Para ello, se ha optado por definir unos perfiles (o pautas de consumo) basados en suponer que un consumidor centra su consumo, en mayor o menor proporción, en las horas más caras (o baratas) de cada uno de los períodos y comparar el precio al que se liquidaría su energía con respecto al precio medio del periodo correspondiente.

En concreto se ha concentrado una cantidad de energía equivalente al 100, 50 y 35 % de la energía consumida por el consumidor, en un número de horas que representan aproximadamente los percentiles 15 y 25 de las horas con mayor (o menor) precio de cada período. De esta forma se generan perfiles más o menos apuntados en las horas de mayor (menor) precio y pueden evaluarse los efectos económicos de la liquidación de dicha energía en base a registros por períodos y a registros horarios.

Esta forma de análisis tiene la ventaja de resultar menos manipulable que los clásicos cálculos basados en perfiles de consumidores tipo, cuyos resultados pueden variar significativamente según los consumidores tipo, elegidos a criterio de quien realiza el análisis.

Los resultados obtenidos, para el caso de concentración del consumo en las horas más caras, se pueden observar en la siguiente tabla (el caso de concentración del consumo en las horas más baratas resulta similar):

Diferencias de precios en % a nivel anual

	100%		50%		35%	
	P25	P15	P25	P15	P25	P15
1998	8%	9%	3%	4%	1%	2%
1999	6%	7%	2%	3%	1%	2%
2000	10%	12%	3%	5%	1%	3%
2001	11%	13%	4%	5%	1%	3%

En la tabla anterior se observa que sólo en el caso de suponer consumos totalmente concentrados en las horas más caras de cada período, se aprecian diferencias económicas, por disponer de lectura horaria frente a la lectura por períodos, superiores al 5%. Sin embargo, esta pauta de consumo basada en consumir sólo en las horas de mayor (o menor) precio no resulta muy probable, teniendo en cuenta, además, que dichas horas no siempre son consecutivas. Por lo tanto el resultado correspondiente a concentrar el 100 % consumo en las horas de precios más elevados de cada bloque no puede utilizarse como una referencia válida para evaluar los beneficios reales que obtendría un consumidor por disponer de medida horaria.

En cualquier otro caso, los errores anuales se sitúan como máximo en el 5% de la liquidación de energía, incluso con pautas de consumo tan extremas como concentrar el 50% del consumo en el 15% de horas más caras de un período.

Finalmente, los casos más representativos de consumidores reales con pautas de consumo significativamente favorables (o desfavorables) pueden venir definidos por la concentración de entre el 35 y el 50% del consumo en un número de horas reducido, y el error medio que pueden esperar estos consumidores en el caso de no disponer de medida horaria será normalmente inferior al 3%, según se desprende de la tabla anterior.

Cabe señalar que los errores analizados no se refieren a la facturación completa de un consumidor, sino sólo a sus compras de energía, manteniéndose inalterada su tarifa de acceso. Por lo tanto, la diferencia en precios real en su factura final será significativamente menor del 3% calculado, teniendo en cuenta que los consumidores de menor tamaño, que son los que podrían no disponer de medida horaria, tienen un coste de acceso proporcionalmente superior a los consumidores de mayor tamaño (puede ser del mismo orden o incluso superior a su facturación de energía).

Obviamente el análisis realizado no puede recoger todos los casos posibles, pero sirve como una referencia válida de los beneficios que un consumidor puede obtener por disponer de medida horaria, frente a disponer de medida por períodos, en función de sus pautas de consumo.

3.5. Conclusiones

Supuesto un precio medio del mercado de energía eléctrica de 36 Euros/MWh (aproximadamente 6 PTA /kWh) y un ahorro del 3% del precio de la energía por disponer de equipo de medida horario, los ahorros anuales que obtendría un consumidor, en función de su nivel de consumo, serían los siguientes:

Consumo	Ahorro	Pot eqiv (kw)	Pot eqiv (kw)
kWh/año	Euros/año	1000 h/año	3000 h/año
1000	1	1	0
5000	5	5	2
10000	11	10	3
100000	108	100	33
200000	216	200	67
500000	541	500	167
1000000	1082	1000	333

Estas cifras deben contrastarse con los costes adicionales de equipos, lectura y procesamiento de la información debida a la lectura horaria, para determinar el interés, en ausencia de otras potenciales ventajas no asociadas con la medida eléctrica, de que determinados consumidores, en función de su nivel de consumo, dispongan de equipos de medida con capacidad de registro horario.

Se observa, por ejemplo, que un consumidor con un nivel de consumo anual de 5000 kWh (por ejemplo un típico consumidor doméstico) tendría un ahorro anual por disponer de equipo horario de unos 5 euros, que obviamente no justificará, por sí mismo, grandes gastos en equipos ni en procesos de lectura.

Un consumidor con un nivel de consumo de 100 MWh al año (por ejemplo una PYME con una potencia contratada de unos 30 MW,) tendría un ahorro anual por disponer de equipo horario de unos 108 euros, que es inferior a las estimaciones realizadas sobre el coste en que se incurre por leer y gestionar la información de un contador horario (unos 200 euros/año).

Finalmente, consumos entre el doble y el triple de los anteriores (de 200 a 300 MWh al año, o en el entorno de 50 á 100 kW de potencia contratada, según las horas de utilización) justificarían costes de lectura y gestión de los equipos horarios superiores a 200 euros/año. Cabe destacar que estos valores son consistentes con los límites establecidos en otros países

Europeos para obligar o recomendar el uso de contadores con registro horario.

4. CONSIDERACIONES GENERALES.

4.1. Primera: Sobre las diferencias entre la liberalización de los sectores eléctricos de otros países y de España, en lo relativo a los equipos de medida.

Existen dos elementos que incluyen significativamente a la hora de comparar las propuestas sobre equipos de medida entre lo que ha sucedido en otros países y en España.

En general, cuando se señala el nivel al que se fija la obligatoriedad de instalar equipos de medida en otros países, se ha de considerar que, en el resto de los países, un consumidor elegible no puede optar por seguir acogido a tarifa y, por ende, todos los consumidores por encima de un nivel tienen medida horaria. Actualmente, con la normativa vigente en España, el requisito de disponer de medida horaria sólo obliga a los consumidores cualificados que opten por acceder al mercado liberalizado.

El segundo de los elementos claramente diferenciadores es que, en el resto de los sistemas liberalizados, aquellos consumidores a los que no se les exige instalar un equipo horario no se les cambia la estructura de tarifas. En España, salvo para los consumidores con potencias contratadas inferiores a 15 kW, se obliga a los consumidores a cambiar el equipo de medida, en tanto la estructura de la tarifa de acceso no coincide con la de tarifa integral.

Los dos hechos anteriores son determinantes a la hora de establecer cualquier tipo de propuesta de modificación normativa. En tanto no se disponga de medida horaria universal, sólo es posible liquidar la energía a través de perfiles de consumo. Estos perfiles dan una aproximación razonable, en tanto sirven para estimar el consumo horario de grupos relativamente homogéneos, no resultan apropiados para la estimación de

consumos de gran tamaño. Por ello, con independencia de si un cliente ha optado por acceder a mercado o continúa acogido a tarifa, sus requisitos en cuanto a la desagregación horaria de la medida deben ser los mismos. También, el hecho de que se exija el cambio de equipo para que se pueda acceder al mercado, lleva a que se pueda avanzar en el grado de desagregación de la medida, exigiendo más períodos que los estrictamente necesarios para la aplicación de la tarifa de acceso. Por último, se ha de señalar que salvo que se quiera establecer una barrera técnica a que los consumidores accedan al mercado liberalizado, esta obligatoriedad de que todos los consumidores deban de disponer de nuevos equipos hace necesario establecer un período transitorio para la instalación de nuevos equipos y para la aplicación de la tarifa de acceso.

4.2. Segunda: sobre los límites para exigir la instalación de equipos de medida horarios.

Tal y como se ha señalado en el punto 3.4., al referirse a la experiencia internacional, un límite como el inicialmente previsto de 50 kW sería de los más exigentes de Europa y del mundo.

Asimismo, con objeto de homologarse a las condiciones imperantes en otros sistemas, cabría la posibilidad de permitir que los consumidores por debajo de este umbral pudiesen instalar equipos de medida horarios. En este caso, como se aprecia también en la experiencia internacional, debería ser el consumidor, o en quien éste delegue, el que debería asumir, en el caso de que se produzcan, el mayor coste asociado al mantenimiento, lectura y tratamiento de la información.

4.3. Tercera: sobre la obligación de que los equipos de medida incorporen protocolos y funcionalidades estandarizadas.

En la definición de los equipos de medida de los tipos I a III se exigió que los equipos pudiesen ser leídos con un protocolo estándar, incorporasen optoacoplador y un puerto serie.

El objetivo de este requisito era múltiple. Por un lado trataba de que, dado que los equipos los puede poner el consumidor, no tuviese problemas el encargado de la lectura a la hora de realizar ésta, con independencia del equipo que se instalase.

Asimismo permitía que cualquiera pudiese leer los equipos, con lo que no cerraba la posibilidad de que, en el futuro, pudiese realizarse la lectura en un marco de competencia. También, daba la posibilidad de que, cuando fuera técnicamente rentable, todos los equipos pudiesen ser teledidos.

El Real Decreto de Transporte y el Real Decreto por el que se modifica el Reglamento de Puntos de Medida señala que, en el caso de los consumidores, el encargado de efectuar la lectura es el distribuidor, y que éste tiene la obligación de alquilar los equipos a los consumidores.

Según esto, si se considerase que los consumidores por debajo de 50 kW fuesen a alquilar preferentemente los equipos a los distribuidores, no sería preciso incluir una obligación como la que se señaló para los equipos de tipo III: los distribuidores podrían establecer los requisitos a sus proveedores que considerasen adecuados.

Ahora bien, los consumidores pueden seguir aportando los equipos, y por ello sería conveniente, por los mismos motivos que llevaron a que se estandarizaran los protocolos y se exigiera optoacoplador y puerto serie, que las características técnicas y las funcionalidades de los equipos de medida que acumulen las medidas por periodos se estandarizasen

4.4. Cuarta: Sobre la definición de los puntos de medida por potencia.

El Reglamento de puntos de medida y su modificación señala unos límites para establecer las características de los equipos de medida en función de la energía consumida anualmente.

Si bien este criterio es adecuado, en tanto se establecen los requisitos de los equipos en función de la cantidad que se mide, se considera más apropiado, para consumos menores, utilizar un criterio de potencia. Esto tiene dos ventajas indudables. Por un lado, resulta más estable en el tiempo; los consumidores no modifican sus potencias contratadas de forma sistemática, mientras su consumo varía año a año. Además, el criterio de potencia permite adecuar perfectamente los equipos de medida a la estructura de la tarifa de acceso.

4.5. Quinta: Sobre el número de períodos de los equipos de medida

Se ha señalado que todos los consumidores que acceden al mercado han de disponer de un nuevo equipo, en tanto los actuales no cumplen con la normativa para el cálculo de la tarifa de acceso. Para esta tarifa, bastaría para los puntos de medida tipo IV con tres valores de activa y dos de reactiva.

Se considera que, dado que la información que se va a obtener con los equipos que acumulan el consumo por periodos ha de servir tanto para el cálculo de las tarifas de acceso, como para la liquidación de energía, y que el coste de los equipos, y de la lectura y tratamiento de la información, no se incrementa significativamente de disponer de 3 a 6 períodos, sería necesario que el número de períodos de energía activa de los equipos de medida que midan acumulando el consumo por periodos fuera de seis.

Esto se justifica en base a que un equipo que tan solo dispusiese de tres períodos no podría diferenciar entre los consumos de los días laborables y de los fines de semana. De no disponer de información alguna que permita desagregar esta información resultaría difícil perfilar este consumo, haciendo necesario realizar hipótesis arriesgadas sobre la distribución del consumo a lo largo de la semana.

Por ello, se considera que disponer de seis períodos de energía activa permite obtener un equilibrio adecuado entre la información que se obtiene y el coste de la medida.

4.6. Sexta: Sobre los períodos transitorios.

Con la reglamentación actualmente vigente, ningún consumidor podría acceder al mercado liberalizado sin disponer de los equipos necesarios para la aplicación de la tarifa de acceso y que no tuviera medida horaria de la energía activa y reactiva.

La aplicación de una propuesta como la planteada por la CNE en este documento exigiría que, como mínimo:

- Los consumidores que actualmente no han accedido al mercado liberalizado pero que son cualificados instalen equipos con capacidad de medida horaria (consumidores con equipo de medida tipo I , II y III).
- Un número de consumidores del orden de 75.000 que actualmente se encuentran en tarifa, ya que son de baja tensión y no llegan la límite del 1 GWh/año, instalasen equipos horarios (puntos de medida tipo III).
- Unos 350.000 consumidores que podrían acceder al mercado a la tarifa 3.0.A instalasen equipos con acumulación por períodos u horarios (puntos de medida tipo IV).

Este número de equipos a instalar es lo suficientemente importante como para que sea preciso establecer un período transitorio para que se adapten los equipos a las nuevas especificaciones, con objeto de que la instalación de equipos no sea una barrera técnica para el desarrollo de la elegibilidad.

Este período transitorio debe afectar tanto a los requisitos de los equipos para la liquidación de la energía, como a la forma de aplicar la tarifa de acceso en tanto se modifiquen los equipos.

Asimismo, el período transitorio debería recoger tanto el momento a partir del cual es necesaria la instalación de los nuevos equipos como la cantidad de equipos e hitos intermedios.

5. CONSIDERACIONES FINALES.

5.1. Objetivos y finalidades perseguidos en la propuesta de la CNE

El contenido de la propuesta desarrollada en este documento persigue alcanzar los siguientes objetivos:

- Obtener el mejor equilibrio entre los costes ocasionados por tener los equipos de medida que permitan disponer de la medida de los consumos con el máximo de desagregación posible y los beneficios que pudiesen obtener los consumidores al tener una desagregación máxima de sus consumos
- Ofrecer a los consumidores en la elección de los equipos de medida el mayor grado de libertad posible, sin que las decisiones individuales puedan causar perjuicios al resto, en cuanto a que suponga un incremento de costes para el sistema que no sean indispensables.
- No influir en las estrategias industriales, económicas y comerciales de las diferentes compañías fabricantes de contadores.
- Hacer que el sistema de medidas que se define funcione a la mayor brevedad posible sin perjuicio de que sea necesario introducir periodos transitorios para que los aspectos relacionados con la definición de los equipos de medida no sean una barrera para el ejercicio de la elegibilidad de los consumidores
- Regular la definición de los diferentes componentes de coste asociados al sistema de medidas eléctricas y su asignación a los

consumidores según el coste ocasionado por las decisiones individuales que adopten.

- Establecer mecanismos que permitan reconocer los costes de la medida a integrar en el esquema retributivo de la actividad de distribución, que resulten de un análisis de coste del servicio en lo que se refiere a los alquileres de equipos de medida, lectura y gestión de las medidas obtenidas.

5.2. Descripción de la propuesta de la CNE.

A la vista de lo señalado en los puntos anteriores, la CNE considera que el esquema de equipos de medida más conveniente es el siguiente:

- 1) A efectos de los equipos contadores-registradores los requisitos del Reglamento de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias deben ser aplicables a todos los consumidores, con independencia de si han ejercido su derecho a ser cualificados o permanecen acogidos a tarifa. Todo ello sin perjuicio de que si han optado por esta última modalidad debían incluir en los equipos las funcionalidades necesarias para que se les facture a tarifa.
- 2) Se mantiene los requisitos y la clasificación de los puntos de medida de tipo I.
- 3) Se mantiene la clasificación y requisitos de los puntos de medida tipo II. No obstante, se les establece la obligación de que, salvo por restricciones técnicas debidamente acreditadas, deben disponer de equipo de lectura remota.

También se establece un límite inferior para este punto de medida, 450 kW de potencia contratada.

- 4) Se mantienen las especificaciones del punto de medida III. Este equipo de medida, que es requerido a los consumidores con potencias contratadas entre 50 kW y 450 kW, debe guardar registros horarios de energía activa y reactiva así como los parámetros necesarios para la facturación de la tarifa de acceso. No se exige que disponga de la posibilidad de lectura remota si bien debe estar preparados para que se pueda incluir en el futuro.
- 5) Se define un punto de medida tipo IV, para potencias contratadas entre 15 y 50 kW,. Para este punto de medida, el consumidor podrá optar por un contador que acumularía el consumo en seis periodos o por un contador de registros horarios (que dispongan de protocolo estándar, optoacoplador y salida puerto serie). A los efectos del cálculo de todos los costes generados (alquiler del equipo de medida en el caso de que el consumidor opte por el alquiler, lectura y tratamiento de la información), se fijará un valor estándar para cada uno de los tipos de equipo de medida. El menor de estos dos costes totales será el coste de la actividad de medida reconocido por el sistema e incluido en la retribución de la actividad de distribución. El exceso de coste que se origine, con respecto a este coste regulado, en función de la opción que elija el consumidor, será soportado por el propio consumidor o su representante. Dado que la adaptación de los puntos de medida tipo IV supone un plan de renovación de equipos, se establece un período transitorio para su implantación.
- 6) Se define un punto de medida tipo V para los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW. A estos consumidores no se les exige modificación alguna de su actual equipo de medida, salvo la instalación, si no disponen, de él del Interruptor de Control de Potencia (ICP). Estos consumidores podrán optar también por un contador que acumularía el consumo en seis periodos o por un contador de registros horarios (que dispongan de protocolo estándar,

optoacoplador y salida puerto serie). A los efectos del cálculo de todos los costes generados (alquiler del equipo de medida en el caso de que el consumidor opte por el alquiler, lectura y tratamiento de la información), se fijará un valor estándar para cada uno de los tipos de equipo de medida, según la opción del consumidor. El menor de estos tres costes totales será el coste de la actividad de medida reconocido por el sistema e incluido en la retribución de la actividad de distribución. El exceso de coste que se origine, con respecto a este coste regulado, en función de la opción que elija el consumidor, será soportado por el propio consumidor o su representante.

- 7) Para aquellos consumidores que no precisan cambio alguno en sus equipos de medida, se establecerá una muestra significativa, estratificada por zona geográfica y en función de parámetros eléctricos. A los consumidores de esta muestra se les instalarán equipos de medida horaria. A cada consumidor, se le considerará un perfil de consumo horario equivalente al del grupo al que pertenezca.
- 8) Las empresas eléctricas distribuidoras tendrán la obligación de facilitar en alquiler los aparatos necesarios para la medida de energía eléctrica a todos los consumidores con potencia contratada inferior a 450 kW, cualquiera que sea la opción elegida por el consumidor según los apartados anteriores. El precio del alquiler de dichos equipos sería fijado por el Gobierno, mediante Real Decreto, y se actualizaría anualmente o cuando circunstancias especiales lo aconsejasen.
- 9) Se debe establecer la obligación de que los equipos de medida que acumulen el consumo en seis periodos y los equipos de medida horaria dispongan de protocolo estándar, optoacoplador y salida puerto serie.

5.3. Modificaciones Normativas.

Con objeto de establecer un plan de implantación de equipos de medida, se precisa modificar el Reglamento de puntos de medida, en su versión modificada en abril de 2002, para:

- Cambiar los límites de los puntos de medida, haciéndolos coincidir con los de la tarifa de acceso.
- Definir el punto de medida tipo IV.
- Definir el punto de medida tipo V (o señalar que siguen siendo válidos los equipos actuales).
- Establecer los períodos transitorios para la implementación de los equipos de medida.

Asimismo, sería preciso modificar también por Real Decreto las condiciones de aplicación de la tarifa de acceso, señalando que, en tanto no se adapten los equipos de medida a los nuevos requisitos, será posible realizar, con la información de que se dispone con los equipos actuales, el cálculo de la tarifa de acceso.

Se debería desarrollar el artículo 8 del RD 385/2002 para estandarizar las funcionalidades y características técnicas de los equipos de medida. Asimismo, se debería desarrollar por Orden Ministerial la forma de pasar de la información disponible con los equipos actuales al cálculo de la tarifa de acceso tal y como está definido.

5.4. Decisiones.

Las modificaciones reglamentarias y la elaboración de Ordenes Ministeriales llevan tiempo. Los fabricantes necesitan también un tiempo, una vez conocen las especificaciones, para desarrollar los equipos y no se deberían repetir errores como los del pasado en que, por un exceso de voluntarismo, se ha procedido a instalar equipos sin disponer de un período de pruebas en campo suficiente.

Conviene destacar que con la normativa actual todos los consumidores para acceder al mercado deben disponer de equipos horarios.

En tanto que los fabricantes y agentes no tengan claro cuales van a ser los requisitos de medida se estará ampliando el plazo en que se tendrá que funcionar en base a procedimientos provisionales.

Por consiguiente, se hace imprescindible que el Ministerio adopte, a la mayor brevedad posible, las decisiones que considere para establecer los requisitos de medida exigibles a los consumidores que adquieren la cualificación el 1 de enero de 2003.

ANEXO I

FLUJOGRAMAS DE PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS

ANEXO II

**SÍNTESIS DE LAS RESPUESTAS
DE LOS AGENTES
AL CUESTIONARIO REMITIDO POR LA CNE
SOBRE EQUIPOS DE MEDIDA**

(INFORMACIÓN NO PUBLICABLE)

ANEXO III

**COMENTARIOS DE PARTICIPANTES
EN GRUPOS DE EXPERTOS DE
GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS
A LOS FLUJOGRAMAS REMITIDOS
POR LA CNE**

(INFORMACIÓN NO PUBLICABLE)

ANEXO IV

**RESPUESTAS A LOS
CUESTIONARIOS CNE
SOBRE EQUIPOS DE MEDIDA
(INFORMACIÓN NO PUBLICABLE)**