



CNMC
COMISSION NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

ESTUDIO SOBRE OPERADOR DE CAMBIO DE COMERCIALIZADOR

EXPERIENCIA Y RESULTADOS

Mayo de 2014

Trabajo realizado por el Consejo de Reguladores del MIBEL

**COMISSION DEL MERCADO DE VALORES MOBILIARIOS
ENTIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS
COMISSION NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES
COMISSION NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA**

ÍNDICE

1	MARCO DE ACTUACIÓN	1
2	SITUACIÓN ACTUAL.....	3
2.1	Modelo organizativo del operador de cambio de comercializador en Portugal.....	3
2.1.1	Marco regulador y modelo actual	3
2.1.2	Cambio de comercializador en el sector de la electricidad	4
2.1.3	Cambio de comercializador en el sector del gas natural	6
2.1.4	Procesos de <i>switching</i> colectivo y cambios dobles.....	8
2.2	Modelo organizativo del operador de cambio de comercializador en España.....	10
2.2.1	Cambio de comercializador	11
2.2.2	Estructura del mercado minorista.....	13
3	MODELOS ORGANIZATIVOS DE OPERADOR DE CAMBIO DE COMERCIALIZADOR	15
3.1	Punto de referencia europeo	15
3.1.1	Resultados del cuestionario	15
3.1.2	Procesos de <i>switching</i> colectivo en Europa y actuación de la autoridad reguladora	17
3.1.2.1	Portugal	18
3.1.2.2	España	19
3.1.2.3	Gran Bretaña	21
3.1.2.4	Bélgica.....	22
3.1.2.5	Italia	23
3.1.3	Otros estudios	24
3.2	Análisis de los modelos organizativos	25
3.2.1	Modelo Centralizado de OCC – único para ambos sectores	25
3.2.2	Modelo Centralizado de OCC – por sector	26
3.2.3	Modelo Descentralizado de OCC.....	28
4	RECOMENDACIONES.....	31

1 MARCO DE ACTUACIÓN

En el Plan de Compatibilización Regulatoria acordado entre los Gobiernos de Portugal y España el 8 de marzo de 2007, se estableció que el Consejo de Reguladores debía proponer de forma armonizada a ambos países, entre otros, los procedimientos de cambio de comercializador para el sector eléctrico.

Para ello, se elaboró un documento que fue sometido a consulta pública de ámbito ibérico que tuvo lugar entre el 28 de febrero y el 14 de marzo de 2008. Tras el análisis de las sugerencias y los comentarios recibidos, los reguladores sectoriales portugués y español convinieron en elaborar una propuesta conjunta de armonización de procedimientos de cambio de comercializador que se presentó a los Gobiernos de cada país¹.

La necesidad de profundizar en la armonización a este nivel se basó en la evidencia de que esta constituiría una de las vías de desarrollo de la competencia en los mercados minoristas y, de esta forma, de contribución al proceso de liberalización de los mercados y la creación del mercado energético interno.

Las recomendaciones propuestas con el estudio de 2008, por lo demás, conformes con las mejores prácticas a nivel europeo², contribuyeron a profundizar en la armonización en el ámbito de los procedimientos utilizados para cambiar de comercializador. No obstante, la implementación de dichos procedimientos no es ajena al modelo organizativo y la concretización de la extinción de tarifas de venta a clientes finales en los dos países suscitó otras cuestiones más relacionadas con el modelo organizativo y funcional de la entidad responsable de la gestión de los procedimientos.

El presente documento constituye un análisis del Consejo de Reguladores del MIBEL sobre el modelo de operador de cambio de comercializador, existente en ambos países, y una comparación con ejemplos de otros países europeos.

Este estudio parte de la evidencia de que, en cuanto a los procedimientos y principios que rigen el cambio de comercializador, el nivel de armonización deseable, como se ha afirmado anteriormente, ya se ha alcanzado. Así pues, el objetivo central de este análisis sobre el modelo de operador de cambio de comercializador es el de caracterizar las opciones posibles, su adecuación a la realidad vigente y determinar si existen posibles áreas de compatibilización con respecto al modelo operativo y de gobernabilidad de la actividad de cambio de comercializador.

¹ <http://mibel.com/index.php?mod=consultas&mem=detalle&id=1&relcategoria=124>.

² "Electricity and Gas Retail market design, with a focus on supplier switching and billing - Guidelines of Good Practice", Council of European Energy Regulators, 24 de enero de 2012, Ref.: C11-RMF-39-03, http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab3/C11-RMF-39-03_GGP-Retail-Market-Design_24-Jan-2012.pdf.

Debe tenerse en cuenta que la armonización regulatoria en este ámbito (elección y cambio de comercializador) pasa por garantizar un desarrollo del mercado minorista en el ámbito del MIBEL, que asegure las elecciones de los consumidores de forma efectiva y eficiente y que puede obtenerse objetivamente con sistemas funcionales o de gobernabilidad distintos, pero compatibilizados con lo relativo a dicho objetivo central.

Aunque este estudio se desarrolló en el ámbito del Consejo de Reguladores del MIBEL, las recomendaciones relativas a los procedimientos de cambio de comercializador elaboradas en 2008 también se utilizaron en el sector del gas natural en ambos países. De esta forma, también se evalúan las posibles sinergias entre los dos sectores con respecto al modelo de organización y gobernabilidad.

2 SITUACIÓN ACTUAL

2.1 MODELO ORGANIZATIVO DEL OPERADOR DE CAMBIO DE COMERCIALIZADOR EN PORTUGAL

2.1.1 MARCO REGULADOR Y MODELO ACTUAL

La legislación portuguesa prevé desde 2006 la creación de un operador logístico de cambio de comercializador, tanto para el sector de la electricidad³, como para el sector del gas natural⁴. Este operador logístico, que puede ser común para ambos sectores⁵, es la entidad con atribuciones específicas en el ámbito de la gestión de cambio de comercializador, pudiendo incluir otras funciones, en concreto, la gestión de los equipos de medida, la recopilación de información de consumo y el aprovisionamiento de dicha información a los correspondientes agentes de mercado⁶.

Este operador logístico de cambio de comercializador siempre debe basarse en el hecho de que el cambio de comercializador deberá tener en cuenta los principios de igualdad y transparencia y de que la información no se puede utilizar ni a favor ni en contra de los agentes que actúan en el mercado.

La actividad del operador logístico de cambio de comercializador y la fecha de inicio de su funcionamiento deberán establecerse en legislación adicional, quedando la entidad sujeta a la regulación de ERSE. El desarrollo legislativo deberá aclarar el modelo empresarial y de gobernabilidad del operador logístico.

Actualmente, y dado que la legislación adicional no se ha publicado, ERSE atribuyó de forma provisional la función de operador logístico de cambio de comercializador en el sector de la electricidad al operador de la red de distribución en alta y media tensión⁷. En el sector del gas natural, esta función se atribuyó, también de forma provisional, al operador de la red de transporte⁸.

³ La definición consta en el art. 58 del Decreto Ley n.º 172/2006, de 23 de agosto, cuya última redacción fue dada por el Decreto Ley n.º 215-B/2012, de 8 de octubre, que también procedió a su nueva publicación.

⁴ La definición consta en el art. 44 del Decreto Ley n.º 140/2006, de 23 de agosto, cuya última redacción fue dada por el Decreto Ley n.º 231/2012, de 26 de octubre, que también procedió a su nueva publicación.

⁵ Véase el apartado 6 de los respectivos artículos mencionados en las notas al pie anteriores.

⁶ Véase el apartado 1 de los respectivos artículos mencionados anteriormente.

⁷ En el Portugal continental, en el sector de la electricidad, existe solamente un distribuidor de energía eléctrica de ámbito nacional. Asimismo, existen diez operadores de la red de distribución a nivel local, pero de reducido tamaño (el mayor tiene un número de puntos de entrega inferior a 10.000).

⁸ En el sector del gas natural existen once operadores de redes de distribución de ámbito regional.

Estas entidades tienen obligaciones mensuales de comunicación a ERSE con respecto al cambio de comercializador⁹. Por su parte, ERSE monitoriza y valida dicha información, pudiendo incluso aplicar sanciones¹⁰ en caso de incumplimiento por parte de los agentes. ERSE publica periódicamente informes con el desarrollo de ambos sectores, a fin de ofrecer información al mercado¹¹.

Para las operaciones de cambio de comercializador, se establecen procedimientos y plazos que los agentes implicados en los cambios de comercializador deben cumplir, tanto para el sector eléctrico como para el del gas natural. Estos procedimientos son aprobados por ERSE y las entidades encargadas de gestionar los procedimientos de cambio de comercializador pueden presentar propuestas de modificación a dichos procedimientos en todo momento.

A lo largo de los años, ERSE ha aproximado los procedimientos de cambio de comercializador de los sectores de la electricidad y del gas natural, existiendo actualmente una similitud entre ambos que favorece una actuación integrada en los dos sectores por parte de los diferentes comercializadores. Este aspecto ha asumido una especial relevancia porque, además, ha determinado que son comunes los operadores que actúan en la comercialización de electricidad y gas natural, además del crecimiento de las ofertas conjuntas (ofertas dobles) de electricidad y gas natural.

2.1.2 CAMBIO DE COMERCIALIZADOR EN EL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD

El Reglamento de Relaciones Comerciales (RRC) del sector eléctrico¹², publicado por ERSE en noviembre de 2012, prevé en su artículo 13.2.a) que, hasta la fecha de entrada en funcionamiento del operador logístico de cambio de comercializador, en virtud de la legislación específica, la gestión del proceso de cambio de comercializador la realizará el operador de la red de distribución de alta tensión (AT) y media tensión (MT).

ERSE definió un conjunto de procesos y plazos necesarios para concretizar el cambio de comercializador, definiendo obligaciones de información de las partes implicadas en el proceso, así como el formato de los mensajes intercambiados en este ámbito¹³. La primera versión data de julio de 2005 y fue revisada

⁹ Artículos 200 del actual Reglamento de Relaciones Comerciales (RRC) del sector eléctrico y 186 del RRC del sector del gas natural.

¹⁰ Ley n.º 9/2013, de 28 de enero, que establece el régimen sancionador del sector energético.

¹¹ Para el mercado minorista del sector eléctrico, ERSE publica un informe mensual:
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizaodosector/informacaosobreomercadoliberalizado/2014/Paginas/2014.aspx>

Para el mercado minorista del gas natural, ERSE publica un informe trimestral:

<http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizaodosector/InfoMercadoLiberalizado/Paginas/default.aspx>

¹² <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais>.

¹³

http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/Proc_mud_comercializador.pdf.

posteriormente. La versión en vigor fue aprobada en junio de 2012. Estos procedimientos están sujetos, periódicamente, a auditoría de una entidad externa. La primera se realizó en 2010¹⁴, lo que contribuyó al posterior proceso de revisión de los procedimientos de cambio de comercializador.

En este sentido, el operador de red de distribución en AT y MT, en calidad de gestor de los procedimientos de cambio de comercializador (GPMC) desarrolló una plataforma informática a fin de gestionar los procesos y flujos de cambio de acuerdo con lo definido por ERSE. Los gastos en los que este operador incurre, en concreto, con el desarrollo de la plataforma, están íntegramente aceptados como costes del sistema, gravando de esta forma a todos los consumidores de energía eléctrica.

El GPMC, de conformidad con lo establecido en el RRC, se obliga a implementar las medidas necesarias para mantener la confidencialidad de los datos, así como un historial de mensajes relativos a los procedimientos de cambio de comercializador durante cinco años.

Sin perjuicio de lo expresado en el apartado anterior, el GPMC pone a disposición de los comercializadores el acceso al contenido resumido del registro del punto de entrega (RPE) de forma masificada, de forma que el cliente pueda acceder a sus datos de forma gratuita.

El consumidor, cuando esté interesado en cambiar de comercializador o en formalizar un nuevo contrato, solamente tendrá un interlocutor, en este caso, el nuevo comercializador, que dará inicio al proceso de cambio, a través del acceso a la plataforma de gestión del proceso de cambio del comercializador.

Deberá obrar en poder de este comercializador una autorización expresa del cliente, siempre que actúe en representación de este o pretenda acceder a la información detallada del RPE, ya que el GPMC deberá solicitar aleatoria y trimestralmente, dichos justificantes, así como las solicitudes de contratación para determinar su existencia.

De acuerdo con los procedimientos de cambio de comercializador actualmente en vigor, el proceso de acceso al registro del punto de entrega abarca, de forma general, las siguientes fases:

- Siempre que el nuevo comercializador lo considere conveniente, y mediante la debida autorización concedida por el cliente, podrá efectuarse la solicitud de acceso al registro del punto de entrega;
- El GPMC realiza el análisis de dicha solicitud, verificando la consistencia de la información proporcionada y los posibles errores en el cumplimiento de la misma;
- Sobre la base de este análisis, el GPMC comunica la aceptación o denegación de la misma.

Del mismo modo, las solicitudes de cambio de comercializador siguen la misma serie de pasos, pudiéndose comunicar la necesidad de una actuación en el lugar de consumo. Esta actuación podrá estar

¹⁴ http://www.erse.pt/pt/electricidade/InspeccoesAuditorias/Documents/Aud_Mudan%C3%A7a_comercializador.pdf.

suscitada por la necesidad de intercambiar el equipo de medición o, a petición de cualquiera de los comercializadores (el anterior o el nuevo) o incluso del cliente, si se realiza una lectura en las instalaciones de clientes que no tienen telemedida.

En el momento de la comunicación de la aceptación o de la denegación de la solicitud de cambio, el GPMC deberá comunicar respectivamente la fecha de activación de la solicitud o la fundamentación de la denegación.

La existencia de una deuda por parte del consumidor al comercializador anterior no impedirá la realización del cambio a no ser que se trate de un comercializador de último recurso, en el que para cambiar de comercializador es necesario que el consumidor haya recurrido dicha deuda ante tribunales o entidades con competencia para la resolución extrajudicial de conflictos.

En la determinación del consumo de cambio de comercializador, se sigue la regla de la mejor información disponible. En caso de que se haya solicitado una fecha preferencial para el cambio, esta deberá considerarse para la activación y para la determinación del consumo (si es necesario, por estimación). En caso de que no haya una fecha preferencial, para los clientes con telemedida (en concreto, los clientes en media tensión, alta tensión o tensión muy alta) implica el uso de dicha información en el plazo de cinco días tras la aceptación de la solicitud. Para los restantes, puede utilizarse la lectura de ciclo cuando esta tenga lugar en el período de tiempo comprendido entre la fecha de recepción de la solicitud de cambio de comercializador y la fecha de comunicación del comercializador anterior, por lectura extraordinaria o a través de estimaciones de consumo.

Desde el punto de vista indicativo, a partir del momento en el que la solicitud de cambio sea introducida por el nuevo comercializador en la plataforma del GPMC, el cambio de comercializador puede concretizarse en un plazo de entre cinco días hábiles y tres semanas. La experiencia acumulada, desde la apertura del mercado a todos los clientes, demuestra que los plazos medios efectivos para la concretización del cambio se sitúan bajo el umbral de los cinco días hábiles.

Todos estos valores, incluyendo los movimientos de carteras y consumos por nivel de tensión, los comunica regularmente a ERSE la entidad que gestiona el proceso de cambio.

Cuando existe una prueba de creación de obstáculos o dificultades por comercializador, por operador de red de distribución o por operador logístico de cambio de comercializador, por cualquier medio, al cambio de comercializador, esta situación se considerará una infracción grave, pudiendo acarrear sanciones.

2.1.3 CAMBIO DE COMERCIALIZADOR EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL

El Reglamento de Relaciones Comerciales (RRC) del sector del gas natural, publicado por ERSE prevé en su artículo 14 que, hasta la fecha de entrada en funcionamiento del operador logístico de cambio de

comercializador, en virtud de la legislación específica, la gestión del proceso de cambio de comercializador la realizará el operador de la red nacional de transporte de gas natural (RNTGN).

ERSE definió un conjunto de procesos y plazos necesarios para concretizar el cambio de comercializador, definiendo obligaciones de información de las partes implicadas en el proceso, así como el formato de los mensajes intercambiados en este ámbito. Estos procedimientos están sujetos a auditoría de una entidad externa.

En este sentido, el operador de la RNTGN, en calidad de gestor de los procedimientos de cambio de comercializador (GPMC) desarrolló una plataforma informática a fin de gestionar los procesos y flujos de cambio de acuerdo con lo definido por ERSE. Los gastos en los que este operador incurre con el desarrollo de la plataforma, están íntegramente aceptados como costes del sistema, gravando de esta forma a todos los consumidores de gas natural.

Tal y como ocurre en el sector eléctrico, el GPMC, de conformidad con lo establecido en el RRC, se obliga a implementar las medidas necesarias para mantener la confidencialidad de los datos, así como un historial de mensajes relativos a los procedimientos de cambio de comercializador durante cinco años.

El consumidor, cuando esté interesado en cambiar de comercializador o en formalizar un nuevo contrato, solamente tendrá un interlocutor, en este caso, el nuevo comercializador, que dará inicio al proceso de cambio, a través del acceso a la plataforma de gestión del proceso de cambio del comercializador.

Deberá obrar en poder de este comercializador una autorización expresa del cliente, siempre que actúe en representación de este o pretenda acceder a la información detallada del registro del punto de entrega (RPE), ya que el GPMC deberá solicitar trimestralmente dichos justificantes, así como las solicitudes de contratación.

De acuerdo con los procedimientos de cambio de comercializador actualmente en vigor, el proceso de acceso al registro del punto de entrega abarca, de forma general, las siguientes fases:

- Siempre que el nuevo comercializador lo considere conveniente, y mediante la debida autorización concedida por el cliente, podrá efectuarse la solicitud de acceso al registro del punto de entrega;
- El GPMC realiza el análisis de dicha solicitud, verificando la consistencia de la información proporcionada y los posibles errores en el cumplimiento de la misma;
- Sobre la base de este análisis, el GPMC comunica la aceptación o denegación de la misma.

Del mismo modo, las solicitudes de cambio de comercializador siguen la misma serie de pasos, pudiéndose comunicar la necesidad de una actuación en el lugar de consumo. Esta actuación podrá estar suscitada por la necesidad de intercambiar el equipo de medición o, a petición de cualquiera de los comercializadores (el anterior o el nuevo) o incluso del cliente, si se realiza una lectura en las instalaciones de clientes que no tienen teled medida.

En el momento de la comunicación de la aceptación o de la denegación de la solicitud de cambio, el GPMC deberá comunicar respectivamente la fecha de activación de la solicitud o la fundamentación de la denegación.

La existencia de una deuda por parte del consumidor al comercializador anterior no impedirá la realización del cambio a no ser que se trate de un comercializador de último recurso, en el que para cambiar de comercializador es necesario que el consumidor haya recurrido dicha deuda ante tribunales o entidades con competencia para la resolución extrajudicial de conflictos.

En la determinación del consumo de cambio de comercializador, se sigue la regla de la mejor información disponible. Esto implica el uso de información de telemedida, cuando exista, y para el resto de clientes, el uso preferente de las fechas de lectura de ciclo para realizar la activación del cambio. No obstante, en estos clientes, en particular, en el segmento de clientes domésticos y de pequeñas empresas (consumo anual inferior a 10.000 m³), se puede realizar el cambio sobre la base de estimaciones de consumo en caso de que no se haya solicitado una lectura por los implicados en el proceso.

Desde el punto de vista indicativo, a partir del momento en el que la solicitud de cambio sea introducida por el nuevo comercializador en la plataforma del GPMC, el cambio de comercializador puede concretizarse en un plazo de entre cinco días hábiles a tres semanas, demostrando la experiencia acumulada, desde la apertura del mercado a todos los clientes, que los plazos medios efectivos para la concretización del cambio se sitúan bajo el umbral de los cinco días hábiles.

Todos estos valores, incluyendo los movimientos de carteras y variaciones de consumos y presión, deben ser comunicados regularmente por los distribuidores de gas natural a la entidad que gestiona el proceso de cambio y deberán enviarse posteriormente a ERSE.

Cuando existe una prueba de creación de obstáculos o dificultades por comercializador, por operador de red de distribución o por operador logístico de cambio de comercializador, por cualquier medio, al cambio de comercializador, esta situación se considerará una infracción grave, pudiendo acarrear sanciones.

2.1.4 PROCESOS DE SWITCHING COLECTIVO Y CAMBIOS DOBLES

En Portugal, tanto para el sector eléctrico como para el sector del gas natural, hay definidos plazos y procedimientos para el cambio de comercializador como se ha expresado anteriormente. Dichos plazos y procedimientos cubren el cambio de comercializador tras la fase de captación del cliente desarrollada por los comercializadores en el ámbito de su actividad.

En este sentido, la captación masiva de consumidores, tanto si es realizada directamente por el comercializador como por cualquier otro mecanismo de agregación de la demanda, influye en el funcionamiento de la(s) plataforma(s) a partir de la concretización de las propuestas de aprovisionamiento

por un comercializador que esté habilitado para actuar en un mercado minorista y, por lo tanto, en representación del cliente, a tramitar el cambio en los respectivos portales (electricidad y gas natural).

En el ámbito regulador portugués la agregación de demanda no es objeto de tratamiento específico, pudiendo tener lugar por libre iniciativa de los agentes. Este es el tratamiento dado a los movimientos colectivos que tienen por finalidad la contratación agregada de gas natural o electricidad ya que, a decir verdad, el cambio de comercializador solamente concretizará la negociación que haya tenido lugar (colectiva o individual).

A mediados de 2013, una asociación de defensa de los consumidores de interés general en Portugal, lanzó un procedimiento de negociación colectiva de condiciones de suministro en el mercado eléctrico (el proceso se describe en detalle en el punto 3.1.2.1). Dicho proceso tuvo como consecuencia la concretización de un número de cambios que fue inferior al número de intenciones de participación que se habían registrado.

Para el ejemplo anteriormente mencionado, que se puede enmarcar en lo que generalmente se conoce como *switching* colectivo, la actuación reglamentaria tenía por finalidad garantizar que el funcionamiento de la plataforma de cambio de comercializador de electricidad asegurase la concretización de las intenciones específicas por aplicación de procedimientos y plazos en vigor para la mayoría de las situaciones. Todos los mecanismos de negociación de ofertas son de responsabilidad del promotor de los mismos.

El desempeño de las plataformas de cambios de comercializador en la electricidad y en el gas natural ha sido sometido a una prueba continua en Portugal, fruto de la extinción de las tarifas reguladas, que incluye a todos los consumidores de dos sectores, por lo que la tramitación de un número elevado de cambios de comercializador (por ejemplo, determinadas por procesos de *switching* colectivo) no ha representado una degradación en la respuesta de las mismas. ERSE, dentro de sus atribuciones de seguimiento y supervisión del funcionamiento de los procesos de cambio de comercializador, ha prestado especial atención al cumplimiento de las reglas publicadas, en concreto, en relación con los plazos de cambio.

Más recientemente, atendiendo al desarrollo más evidente de ofertas de mercado conjuntas para electricidad y gas natural, también conocidas como ofertas dobles, se desencadenó un proceso de revisión reglamentaria que tuvo por objetivo armonizar la única vertiente diferenciada de actuación en las plataformas de cambio de comercializador de electricidad y gas natural: la posibilidad de indicar fechas de preferencia para realizar el cambio en ambos sectores.

Con este desarrollo, pasó a ser posible realizar en una misma fecha el cambio de comercializador en la electricidad y en el gas natural, facilitando así la percepción por parte de los consumidores y el desarrollo de procesos masificados de negociación para ofertas dobles.

La existencia de esta posibilidad de indicación de fechas de preferencia para la realización del cambio permite que se puedan realizar cambios al mismo tiempo para la electricidad y para el gas natural y no menoscaba la posibilidad prevista en la legislación portuguesa de creación de un operador logístico de cambio de comercializador común para ambos sectores.

2.2 MODELO ORGANIZATIVO DEL OPERADOR DE CAMBIO DE COMERCIALIZADOR EN ESPAÑA

En España, el modelo organizativo del operador de cambio de comercializador elegido desde 2003 para la electricidad es un modelo descentralizado, en el que cada distribuidor es responsable de posibilitar los cambios de comercializador, siendo esta una figura neutra en todo el proceso.

En el sector del gas natural, el modelo organizativo del operador de cambio de comercializador es una variante del modelo centralizado, ya que existe una base de datos centralizada, utilizada por los distribuidores de gas natural de España, que acordaron el desarrollo de una plataforma común para la comunicación de los datos de *switching* entre comercializadores y distribuidores (SCTD).

Este modelo permite la armonización de los datos necesarios para el cambio de comercializador, para los protocolos de comunicación y para el resto de procesos necesarios para realizar un cambio de comercializador, entre distribuidores y comercializadores, siendo el distribuidor el responsable del mantenimiento de la base datos de los puntos de entrega.

De este modo, el comercializador puede utilizar el mismo sistema informático para comunicar un cambio de comercializador, de forma independiente, ya que es el distribuidor quien procede a la activación del cambio de comercializador.

La evolución del mercado minorista se tradujo en tasas de *switching*, para 2013, en el sector eléctrico de 12 % y de 12,5 % en el sector del gas natural, al igual que ocurre con las tasas más altas registradas en Europa, siendo especialmente relevante el aumento de los cambios registrados entre comercializadores en régimen de mercado, es decir, que no corresponden a los comercializadores de último recurso¹⁵ (CUR). Esta situación presupone que más de 3 millones de consumidores al año en el sector eléctrico y cerca de un millón al año en el sector del gas natural cambiaron de comercializador.

¹⁵ Comercializadores de referencia desde 2014.

2.2.1 CAMBIO DE COMERCIALIZADOR

Como condición previa al cambio de comercializador debe asegurarse que el consumidor tenga a su disposición toda la información necesaria para este fin, siendo especialmente importante el acceso fácil y gratuito a la información sobre sus derechos, la lista de comercializadores activos en el mercado de simuladores que les permitan comparar las propuestas de suministro alternativas.

En este sentido, el reglamento actual nacional, tanto para el gas natural, como para la electricidad, ya contempla la obligación de publicar la lista de comercializadores activos por parte de varias entidades (la CNMC, los distribuidores, la *Oficina de Cambio de comercializador (OCSUM)* y los comercializadores de último recurso). Existe también la obligación de desarrollar un sistema de comparación de precios sobre la base de las ofertas colectivas que realicen los comercializadores. Dicho sistema fue lanzado oficialmente el 27 de abril de 2011, al que pueden acceder los consumidores a través de la página web de la CNMC.

En virtud de lo establecido en la Disposición transitoria de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, la *oficina de cambios de comercializador* continuará desarrollando sus funciones hasta el 30 de junio de 2014, y a partir de dicha fecha, estas funciones las cumplirá la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*.

Cualquier empresa que sea comercializadora de gas natural o de energía eléctrica, puede realizar simultáneamente el cambio de comercializador para ambos, y sin perjuicio de que más adelante el comercializador tenga que presentar la solicitud ante cada uno de los distribuidores correspondientes.

En segundo lugar, se deben admitir múltiples posibilidades de contratación, tanto escritas como telefónicas y a través de medios electrónicos (por ejemplo, Internet), siempre con la condición de que el cambio de comercializador implique necesariamente la confirmación de los consumidores. Esta posibilidad está prevista en la actual redacción del artículo 44.6 del Real Decreto 1434/2002, desarrollado en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas del 12 de abril de 2011, para el sector del gas natural, encontrándose pendiente de publicación para el sector eléctrico. La definición de esta documentación, y que será objeto de control de la OCSUM, se está tratando en el ámbito del grupo de trabajo para mejorar los procedimientos de la OCSUM (GTP). Por otra parte, el procedimiento para llevarla a cabo fue desarrollado por el grupo de trabajo de garantía del sistema de calidad de la OCSUM (GTC), que fue lanzado recientemente.

De conformidad con el reglamento actual, no hay plazos concretos para que el comercializador tramite una solicitud de cambio de comercializador (los plazos solamente afectan al distribuidor). Sin embargo, dados los retrasos experimentados en este ámbito, la propuesta de Real Decreto mencionado anteriormente incluye un plazo para llevar a cabo la presentación de la solicitud de cambio de comercializador, en concreto, 5 días hábiles.

Según el RD 1434/2002, en su art. 44, y en relación con el mercado del gas natural, la información debe ser transmitida desde el proveedor al distribuidor para cambiar de comercializador. Además, esta información no se incluye en la legislación eléctrica vigente, aunque figure en los procedimientos de intercambio de información de uso común, ni en la propuesta del Real Decreto que establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de electricidad con autoconsumo y de producción con autoconsumo, remitido por el procedimiento de urgencia para información de la CNE el 18 de julio de 2013, por la *Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo*.

En ambos sectores, hay un conjunto de datos que se consideran mínimos para procesar la solicitud de cambiar de comercializador (por ejemplo, los datos del cliente, los parámetros de contratación, etc.). Además de estos datos, la ley de gas natural (el mencionado artículo 44) incluye, entre otros datos, la confirmación / autorización del cliente. Esta confirmación del cliente está considerada por algunos distribuidores como esencial para la validación del cambio de comercializador.

En este sentido, la CNMC aclaró que la obligación de poner a disposición el consentimiento por parte del cliente es responsabilidad del comercializador y no del distribuidor. No obstante, el distribuidor se responsabilizará de verificar el consentimiento del consumidor, lo que refleja más claramente la propuesta del Real Decreto antes mencionado.

En este sentido, no es necesario aportar la documentación del comercializador que contiene el consentimiento del consumidor, solamente tiene que manifestar en la solicitud remitida por el comercializador al distribuidor que cuenta con la misma. Por otra parte, según la normativa vigente, la responsabilidad de verificar la existencia del consentimiento es de la OCSUM (artículo 3 del Real Decreto 1011/2009).

Para facilitar el intercambio de información entre el comercializador y el distribuidor se desarrolló en los grupos de trabajo de la OCSUM un modelo de contrato de acceso único que le da soporte legal a la operación de forma electrónica.

El distribuidor debe realizar la validación de la información enviada por el comercializador a los efectos del cambio.

Los plazos establecidos en la legislación vigente para la activación del cambio de comercializador también son distintos para el sector del gas natural y para el de la electricidad.

En el sector de la electricidad, el plazo máximo es de 15 días o coincidiendo con el ciclo de lectura para consumidores en baja tensión y cuando no se precise realizar actuaciones en el lugar de consumo, según el art. 6.2 del RD 1435/2002, y de 15 días para la alta tensión, aplicándose en este caso lo previsto en el art. 5.1 del RD 1164/2001. No obstante, en la práctica, los plazos de activación de los contratos de electricidad normalmente llevan los siguientes plazos: 15 días para instalaciones en AT, mientras que para

BT, teniendo en cuenta el ciclo de lectura, la activación se puede realizar solamente en 30 días en los suministros con lectura mensual, o en 60 días en los suministros con lectura bimensual.

En el sector del gas natural, se establecen fechas fijas en el mes para el cambio, para consumidores con un consumo anual inferior a 100.000 kW/h, debiendo el distribuidor seleccionar la fecha más próxima a la fecha de validación. El cambio se activará en la fecha de lectura real durante los últimos 5 días hábiles del mes para los consumidores con un consumo igual o superior a 100.000 kW/h, que no dispongan de teled medida. El cambio se realizará en los seis días hábiles posteriores a la validación de la solicitud para los consumidores con teled medida (según el art. 46 del RD 1434/2002).

El *Real Decreto-Ley 13/2012*, por el que se transponen las directivas del mercado interno en materia de gas natural y electricidad, regula el establecimiento del plazo máximo de tres semanas para la realización del cambio de comercializador y de seis semanas para el envío de la última factura del comercializador anterior tras el cambio de comercializador, tanto en el sector del gas natural como en el sector de la electricidad. No obstante, para su desarrollo, es necesaria la aprobación de la Propuesta del Real Decreto mencionada anteriormente, que todavía no se ha hecho efectiva.

Según esta propuesta, el plazo máximo para el cambio de comercializador será de tres semanas, a contar desde la recepción de la solicitud de cambio por el distribuidor y los plazos del distribuidor deberán establecerse mediante los procedimientos de la CNMC.

La *Ley del Sector Eléctrico* en sus artículos 65.22 y 66.3 tipifica como infracción administrativa el incumplimiento injustificado de los plazos establecidos para el cambio de comercializador. Por otro lado, en el sector del gas natural, el RD 1011/2009 establece que el incumplimiento reiterado e injustificado de los plazos previstos para la realización del cambio de comercializador será considerado como una infracción grave, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 110.e de la *Ley del Sector de Hidrocarburos*.

2.2.2 ESTRUCTURA DEL MERCADO MINORISTA

En el mercado minorista de los sectores del gas natural y de la electricidad en España, la integración de las actividades de distribución y comercialización en un mismo grupo empresarial representaba tradicionalmente un activo estratégico de gran importancia para el desarrollo del comercio en el mercado libre. La mayoría de los operadores establecidos cuenta con una estructura verticalmente integrada de ambas actividades y el desarrollo de la comercialización tuvo lugar con mayor intensidad en el área perteneciente a la distribuidora a la que pertenecía. En este sentido, cabe destacar que en España:

- En el sector de la electricidad, en el segmento de mercado de los consumidores con conexiones de baja tensión, donde coexisten consumidores domésticos, comerciales y pequeñas empresas (que representaba en 2012 el 49 % de la demanda total de energía suministrada), la cuota de mercado conjunta de los tres principales grupos (Endesa, Iberdrola y Gas Natural) alcanzó el

91,46 % en 2012. Este porcentaje es ligeramente inferior al de años anteriores (95 % en 2009; 93 % en 2010 y 92 % en 2011).

- En el sector del gas natural, en el segmento de suministro a clientes domésticos y comerciales, la suma de las cuotas de los tres principales comercializadores (Gas Natural Fenosa, Endesa, EDP-Naturgás) fue del 83,5 % en 2012. El índice de concentración empresarial (HHI), aunque se redujo de 2009 a 2012 (pasando de 3.566 a 3.121 puntos), se sigue calificando como alto.

En los últimos años, se ha procedido a la venta de las redes de distribución de gas natural de Gas Natural Distribución en Madrid a Madrileña Distribuidora de Gas, dando lugar a dos nuevos distribuidores de gas natural que no están verticalmente integrados con las actividades de comercialización, ya que permanecen como grupos verticalmente integrados en la distribución y comercialización de gas natural los grupos Gas Natural y EDP.

3 MODELOS ORGANIZATIVOS DE OPERADOR DE CAMBIO DE COMERCIALIZADOR

3.1 PUNTO DE REFERENCIA EUROPEO

A fin de realizar una comparación de operatividad de cambio de comercializador a nivel europeo, se elaboró un cuestionario en el ámbito de este estudio y fue distribuido por el grupo de trabajo *Retail Market Functioning* del Consejo de Reguladores Europeos de Energía (CEER).

Posteriormente se recibieron 11 respuestas al cuestionario, en concreto de Austria, Bélgica, Grecia, Hungría, Lituania, Luxemburgo, Polonia, Noruega, el Reino Unido, la República Checa y Suecia. En el capítulo 3.1.1 consta un resumen de las respuestas al cuestionario que se recibieron.

3.1.1 RESULTADOS DEL CUESTIONARIO

De los 11 países que respondieron al cuestionario, la mayoría tiene un modelo organizativo en el que el cambio de comercializador para los sectores de la electricidad y del gas natural lo gestionan entidades diferentes. Solamente en Bélgica y en la República Checa hay una única entidad que gestiona el cambio de comercializador conjuntamente para ambos sectores. Estos dos países, junto con Grecia, presentan también un modelo centralizado. No obstante, Bélgica manifestó no poseer una plataforma informática centralizada.

En relación con la uniformidad de los procedimientos de cambio, 7 países (Austria, Bélgica, Grecia, Luxemburgo, Noruega y la República Checa) cuentan con procedimientos comunes para ambos sectores y 5 países tienen tanto procedimientos como plataformas informáticas diferentes. En el Reino Unido, para el sector de la electricidad, cada operador de red de distribución a nivel regional tiene su plataforma. Aun así, existen reglas comunes para la realización del cambio y una red común de comunicaciones para la interacción con los sistemas del operador de la red de transporte. Aunque cada operador de red de distribución tenga su propio sistema, los comercializadores no lo perciben. En el sector del gas natural, los grandes distribuidores solamente tienen un agente que trata y facilita el proceso de cambio entre comercializadores. Los operadores de red de distribución más pequeños tienen su propia plataforma, aunque los procedimientos de cambio tiendan a ser los mismos.

La aprobación de los procedimientos de cambio de comercializador la realiza el Regulador de Energía en 4 de los países que realizaron el cuestionario (Austria, Bélgica, Luxemburgo y el Reino Unido), el Regulador de Energía y el Gobierno en 3 países (Grecia, Polonia y Noruega), y solamente en Gobierno en 2 países (Hungría y Lituania). En la República Checa y en Suecia es la propia entidad que gestiona el cambio la que aprueba los procedimientos (autorregulación).

En lo que se refiere al papel del regulador de energía, además del seguimiento y la supervisión de la aplicación de los procedimientos que todos realizan, en su mayoría son los reguladores nacionales los que establecen los procedimientos de cambio de comercializador (a excepción de Bélgica, Hungría y Lituania) y aplican sanciones (a excepción de Austria, Bélgica, Luxemburgo y la República Checa).

Las entidades responsables de la gestión del cambio de comercializador son los operadores de la red de transporte o distribución (a excepción de la República Checa en la que existe un operador de mercado responsable del cambio de comercializador), estando reguladas estas entidades, en calidad de gestoras de los procedimientos de cambio, por las entidades reguladoras de energía en 8 de los respectivos países que respondieron al cuestionario y las restantes (Hungría, Polonia y Noruega) están reguladas directamente por el Gobierno.

Además de esta función, las entidades gestoras de cambios de comercializador tienen funciones adicionales, en su mayoría relativas a sus funciones de operadores de red, en concreto, de gestión de datos, medición, liquidación, centralización de contratos o registro central de los registros del punto de entrega, entre otros.

Esta función está remunerada a través de un importe que se incluye en las tarifas reguladas. Solamente en el caso del Reino Unido, con el gestor de procedimientos de cambio de comercializador de gas natural, el importe a través del que se remunera esta función se incluye en los precios de la prestación del servicio de cambio de comercializador.

En 10 de los países que respondieron al cuestionario existe la posibilidad de que un cliente moroso cambie de comercializador. No obstante, en el caso de Noruega, la deuda se mantendrá con el comercializador anterior y, en el caso del Reino Unido, los comercializadores pueden bloquear el cambio cuando existe una deuda exigida por escrito con una antigüedad superior a los 28 días. En Hungría, los clientes morosos no pueden cambiar de comercializador.

Los plazos de cambio de comercializador, establecidos en la directiva relativa al mercado interno de la electricidad, son de aplicación a las entidades responsables de la gestión de los procedimientos de cambio, en concreto a los operadores de distribución y a los comercializadores. En caso de que se incumplan estos plazos, en la mayoría de los países esta situación se comunica a la entidad reguladora de la energía, pudiendo esta aplicar sanciones en caso de que el comportamiento de la empresa incumplidora sea sistemático o grave (en Grecia en el caso del sector eléctrico, en Lituania y en Noruega) o incluso cuando el comportamiento sea ocasional (en Grecia, en el caso del sector del gas natural, y en Polonia). En el Reino Unido, aunque la entidad reguladora del sector sea informada, el cliente puede actuar directamente contra el comercializador. En Bélgica, solamente los problemas estructurales se comunican al regulador de la energía y en Hungría, antes de que se ponga en conocimiento del regulador, las reclamaciones se dirigen a los operadores, debiendo existir constancia de lo sucedido.

3.1.2 PROCESOS DE SWITCHING COLECTIVO EN EUROPA Y ACTUACIÓN DE LA AUTORIDAD REGULADORA

Los procesos de compra colectiva (*switching* colectivo) preferentemente se ven impulsados por asociaciones de consumidores en las que grupos de consumidores domésticos, a través de un representante (normalmente, una organización de consumidores) intentan negociar de forma conjunta ofertas de comercializadores en el mercado minorista.

Una vez seleccionada la mejor oferta (pudiendo dicha selección ser realizada incluso a través de subasta), cada consumidor tiene la libertad de decidir si acepta o no. Los comercializadores que recurren a estos mecanismos, dirigidos especialmente a nuevos entrantes, ahorran costes en la demanda de clientes. Conviene aclarar que en un mercado con fuerte integración vertical entre el comercializador (libre y CUR) y el distribuidor, como en el caso español y portugués (Endesa e Iberdrola poseen una cuota conjunta de, aproximadamente, el 75 % del segmento de mercado de suministro de electricidad a clientes finales de baja tensión en términos de energía suministrada, y EDP, del 87 %), pudiendo dicha estructura ser una barrera de entrada para comercializadores no integrados con costes elevados para la captación de clientes.

Cabe señalar que los procesos de compra colectiva pueden contribuir a reducir el coste de la prospección en el cambio de comercializador (reduce, por ejemplo, el gasto de la demanda de ofertas en el mercado libre, los riesgos asociados al cambio, facilita la cuantificación de los ahorros, etc.) y a facilitar la selección de los consumidores de un suministrador, cuando estas iniciativas podrían dinamizar el mercado minorista, lo que permite al consumidor tener a su alcance las ofertas más competitivas que podría obtener de forma individual.

Estos procesos de compras colectivas podrían facilitar la reducción del grado de concentración empresarial existente en estos mercados minoristas de gas natural y la electricidad, lo que facilita la entrada de nuevos comercializadores que podrían acceder de una forma simplificada a una importante base de clientes, sin la necesidad de incurrir en procesos de captación de clientes que podrían implicar grandes costes y no obtener los mismos resultados.

Por otro lado, es importante que las normas de estos procesos de compra colectiva, así como su desarrollo, sean transparentes y garanticen la protección del consumidor. En algunos países europeos se ha desarrollado el proceso de compra colectiva, tanto a nivel nacional como a nivel local / regional. Las normas de estos procesos eran bastante heterogéneas y algunos reguladores han expresado su preocupación por la posibilidad de que algunos de estos procesos ofrezcan resultados que, aunque podrían parecer ventajosos inicialmente para el consumidor, no fueran los esperados.

A continuación se realiza un resumen de algunas de las iniciativas de *switching* colectivo en Europa (Portugal, España, Gran Bretaña, Bélgica e Italia) y el papel que la autoridad reguladora tenía en cada país.

3.1.2.1 PORTUGAL

PROCESO DE *SWITCHING* COLECTIVO

La iniciativa surgió de una asociación de defensa de los consumidores (DECOPROTESTE) en abril de 2013, con la ayuda técnica de una empresa holandesa (Prizewize). Los datos relevantes de este proceso fueron:

- Elevada participación: aproximadamente 587.000 inscripciones.
- Se adjudicó mediante subasta la oferta con un precio más bajo. La empresa ganadora fue Endesa, la única que se presentó entre los cinco comercializadores activos en la fecha de suministro de clientes domésticos en Portugal. De conformidad con los datos de ERSE, en el segmento doméstico del mercado liberalizado, Endesa incrementó su cuota de mercado en julio de 2013 en 0,7 puntos porcentuales en relación con el mes anterior, quedándose con una cuota del 8 % (en cuyo segmento EDP presenta una del 83 %).
- El precio que los consumidores obtuvieron fue del 5 % de descuento con respecto a la tarifa establecida por la entidad reguladora y de 1,2 % con respecto a la tarifa con discriminación horaria.
- La media de ahorro anual oscila entre 1 y 79 euros y para la potencia más común a nivel doméstico fue de 23 euros.
- Las contrataciones efectivas fueron de 49.000, cerca del 8 % de los consumidores inscritos.
- EDP reaccionó a la subasta con una campaña masiva en los medios de comunicación, con una oferta que superaba la de Endesa (Endesa ofrecía un 5 % de descuento de energía y EDP, el 5 % de descuento en términos de energía y potencia).

ACTUACIÓN DEL REGULADOR (ERSE)

La autoridad reguladora portuguesa no intervino directamente en el proceso de promoción del grupo de compra colectiva ni en el desarrollo de esta iniciativa. Todos los mecanismos de negociación de ofertas fueron de responsabilidad del promotor de los mismos.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la actuación reglamentaria tenía por finalidad garantizar que el funcionamiento de la plataforma de cambio de comercializador de electricidad asegurase la

concretización de las intenciones específicas por aplicación de procedimientos y plazos en vigor para la mayoría de las situaciones.

3.1.2.2 ESPAÑA

PROCESO DE SWITCHING COLECTIVO

La *Organización de Consumidores y Usuarios* (OCU) fue la organizadora de la primera plataforma de *switching* colectivo en España. El pasado 12 de septiembre de 2013 y a través de la página web www.quieropagarmenosluz.org promovió esta iniciativa.

Para llevar a cabo este proyecto, se asoció a una empresa holandesa, *Prizewize*, que actúa como colaborador técnico y de desarrollo, con experiencias similares en otros países (por ejemplo, y recientemente en Italia y Portugal).

La inscripción en el grupo de compra colectiva era gratuita y no era necesario estar asociado a la OCU para participar en el proceso. A su vez, el registro no implicaba un compromiso con el cambio comercializador. Una vez adjudicado el comercializador para este proceso de compra colectiva, el consumidor recibía un correo electrónico donde se le informaba acerca de los ahorros con el cambio y este tenía casi dos meses para tomar una decisión. Todo el proceso se llevó a cabo en línea (inscripción, información y contratación).

En España, la subasta se llevó a cabo en dos categorías distintas: a) electricidad, y b) electricidad y gas natural. Los consumidores interesados en participar en la plataforma debían tener contratos con las siguientes características:

- En el caso de la subasta de electricidad, tener contratada una potencia de hasta 15 kW, pudiendo también beneficiarse los contratos con discriminación horaria.
- En el caso de la subasta para la contratación de electricidad y gas natural en conjunto, ser cliente con una tarifa de gas natural 3.1 o 3.2¹⁶, y la potencia de la electricidad contratada no podía exceder de 10 kW.

Inscripción de los consumidores

Desde el 12 de septiembre hasta el 14 de octubre de 2013, los consumidores interesados podían inscribirse a través de la página web indicando sus datos personales, y eligiendo entre participar en la

¹⁶ El umbral de consumo de la tarifa 3.1 es de hasta 5.000 kW/h por año y el umbral de consumo de la tarifa 3.2 es de 5.001 kW/h por año hasta 50.000 kW/h por año.

subasta para el suministro de electricidad o participar en la subasta para el suministro conjunto de electricidad y gas natural. 477.749 fueron los usuarios registrados.

Además, los consumidores podrían aportar datos de su proveedor actual, el consumo y la tarifa que tenían contratados.

Adjudicación de la subasta

El 21 de octubre de 2013 la OCU publicó la empresa vendedora de la subasta de electricidad: Holaluz. Según la OCU, las 5 grandes empresas energéticas no presentaron propuesta alguna. La subasta de oferta conjunta de electricidad y gas natural no obtuvo ninguna propuesta.

Según los datos publicados por la organización de consumidores, el ahorro anual promedio para los inscritos que reciben suministro del mercado libre es del 8 % (aproximadamente 49 euros al año).

Formalización del contrato con el nuevo comercializador

Los consumidores que aceptaron la oferta del comercializador ganador formalizaron su contrato con Holaluz y el cambio se hará efectivo de conformidad con los plazos establecidos en la normativa. De acuerdo con información proporcionada por la OCU a la entidad reguladora, para los consumidores que están en la TUR, el ahorro es de 25 euros por año (4 %). El ahorro medio total entre los consumidores con TUR y el mercado libre es del 5 %.

Como resultado del proceso, unos 30.000 consumidores formalizaron el contrato con el nuevo comercializador.

ACTUACIÓN DEL REGULADOR (CNMC)

En cuanto al proceso de compra colectiva desarrollado por la OCU, esta asociación mantuvo informada a la CNMC (anteriormente CNE) sobre la intención de poner en marcha el primer proceso de compra colectiva de energía en España.

La CNMC apoyó esta iniciativa en diversos informes¹⁷, y en este sentido continuó todo el proceso llevado a cabo en España por la OCU.

¹⁷ Entre los informes mencionados, destacan los siguientes:

- "Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Período 2008-2010 y avance 2011 " de 13 de septiembre de 2012 (páginas 35-36 y 45), disponible en <http://www.ene.es/cne/doc/publicaciones/PACompetencia 2012-full.pdf>;
- "Informe 35/2012 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial" de 20 de diciembre de 2012 (página 75), disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne49_12.pdf;
- "Informe sobre el sector energético español" de 7 de marzo de 2012 (página 19), disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne49_12.pdf.

3.1.2.3 GRAN BRETAÑA

PROCESO DE SWITCHING COLECTIVO

La iniciativa de crear un grupo de compra colectiva de energía fue adoptada en 2012 por la asociación de consumidores *Which?*, asociada a una organización dedicada a la comunicación, *38 degrees*. Los datos más relevantes del proceso británico fueron:

- Elevada participación: aproximadamente 290.000 inscripciones.
- Se realizó mediante una subasta de precio a la baja y la empresa adjudicataria del contrato de suministro fue *Co-operative Energy*, empresa que no pertenece al grupo de comercializadores conocido como "*Big 6*"¹⁸
- El precio fue ligeramente inferior al precio final más competitivo del mercado.
- Más del 70 % de los inscritos tuvieron un ahorro medio de 123 libras al año, llegando en algunos casos a obtener 223 libras de ahorro en la factura anual.
- Las contrataciones efectivas fueron del 15 % de los participantes.

ACTUACIÓN DEL REGULADOR (OFGEM)

La participación de Ofgem en los procesos de compra colectiva fue más activa que la desempeñada por otros organismos reguladores europeos. El DECC (*Departamento de Energía y Cambio Climático*) también desempeñó un papel activo.

El 7 de febrero de 2012, Ofgem publicó una respuesta al anuncio de la plataforma *Which?* para crear un grupo de compra colectiva de energía. Esta respuesta acoge la iniciativa e informa de que Ofgem integra el grupo de trabajo del DECC, que analiza el desarrollo del proceso en el Reino Unido tomando como referencia la experiencia de otros países europeos. Ofgem indica que estos procesos pueden ofrecer nuevas oportunidades para los consumidores, en consonancia con sus propuestas, a fin de hacer que el mercado sea más comprensible. El objetivo de Ofgem era simplificar el número y la estructura de las ofertas, y establecer nuevas reglas que mejoraran y normalizaran la información que los comercializadores envían a los consumidores, por ejemplo, en las facturas.

Dentro de las facultades de supervisión del mercado minorista, Ofgem publicó el 27 de marzo 2013 el informe *The Retail Market Review-Final domestic proposals*, que valora los procesos de compra colectiva,

¹⁸ 4 "*The Big 6 Energy Companies*" son los seis principales comercializadores de energía en el Reino Unido (British Gas, EDF Energy, E.ON UK, Npower, Scottish Power y SSE).

reconociendo que estos procesos pueden reportar beneficios a los consumidores en situación de vulnerabilidad y a los consumidores que no buscan activamente un comercializador.

A pesar de ser un proceso aún incipiente, se han desarrollado varios esquemas de este tipo. Ofgem revisó ocho de estos procesos y encontró heterogeneidad en los precios finales aplicados, grupos de consumidores objetivo y otros aspectos. Ofgem considera necesario determinar si en estos procesos se podría generar un resultado negativo para el consumidor (por ejemplo, un proceso en el que se consiga un precio muy competitivo, pero que se revise mensualmente). Algunos procesos de compras colectivas establecen reglas que impiden estos comportamientos, aunque existen otros menos desarrollados que podrían dejar desprotegidos a los consumidores.

Ofgem se comprometió a elaborar un documento para facilitar estos procesos cumplan con el "*Código de Confianza*"¹⁹, con el fin de aumentar la confianza de los consumidores en estos procesos.

ACTUACIÓN DEL GOBIERNO

El gobierno británico, a través del Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) publicó dos guías informativas, una para los consumidores sobre los aspectos que debían saber sobre la compra colectiva, y otra para los posibles organizadores de procesos de cambio colectivo. En estas guías, el Gobierno aclara lo que es la compra colectiva, así como las características importantes de la misma que deben tener en cuenta los consumidores y promotores.

Además, el DECC gastó unos 5 millones de libras del fondo "*Cheaper Energy Together Fund*" para las organizaciones interesadas en el desarrollo de los procesos de compra colectiva: un total de 22 gobiernos locales y 8 organizaciones (incluyendo "Age UK" y "Eden Project") recibieron estas ayudas.

3.1.2.4 BÉLGICA

PROCESO DE SWITCHING COLECTIVO

La iniciativa del proceso vino de la mano de la organización de consumidores *Test-Achats* en 2012.

- Se inscribieron 150.000 consumidores, de los que 45.000 (aproximadamente el 30 %) realizaron un cambio de comercializador.

¹⁹ Según la Ofgem: "*El Código de Confianza es un código de prácticas que regula los sitios independientes que comparan los precios de la energía. Ofgem asumió la responsabilidad de gestionarlo desde Atención al Cliente en marzo de 2013. Por esta razón, utilizar un sitio con el logo del Código de Confianza significa que el proceso de cambio de comercializador de energía será más sencillo, fiable y seguro para los consumidores*".

- El ahorro promedio anual fue de 364 euros, siendo más significativo el que se obtuvo en contratos dobles, cuyos ahorros llegaron a 435 euros.
- En proporción con el número total de consumidores, fue el país donde la participación fue mayor.

ACTUACIÓN DEL REGULADOR (CREG)

El regulador belga no desempeñó un papel activo en los procesos de cambio colectivo desarrollados en Bélgica aunque se mostró favorable en varios de sus informes a estas iniciativas, señalando que ofrecen a los consumidores más información sobre los beneficios asociados con el cambio de comercializador y sobre la necesidad de tener una participación activa en el mercado de la energía.

Además, señaló que en Bélgica todas las fórmulas de precio ofrecidas a los consumidores minoristas son supervisadas por la CREG, incluyendo las correspondientes a los procesos de cambio colectivos. De acuerdo con la información remitida por la entidad reguladora, si los consumidores recurren a los simuladores de precios ofrecidos por los reguladores regionales, encontrarían ofertas de precios en el mercado similares en términos de ahorro a las obtenidas a través de los procesos de compra colectiva.

Por último, en Bélgica los procesos de cambio colectivo a menudo se llevan a cabo a nivel regional / provincial. Recientemente, con la creación de la cooperativa SAMEN STERK, estos procesos se desarrollarán en un ámbito geográfico más amplio. En total, entre 2011 y 2013, hubo al menos nueve procesos de compra colectiva en Bélgica. La mayoría contó con la organización y el apoyo de la empresa *lchoosr*²⁰.

3.1.2.5 ITALIA

PROCESO DE SWITCHING COLECTIVO

La iniciativa surgió de la organización de consumidores *Altroconsumo*, en mayo de 2013, teniendo como socia colaboradora a nivel técnico a la empresa holandesa *Prizewize*. En este proceso:

- Se inscribieron 171.224 consumidores a través de la página web <https://www.abbassalabolletta.it/>
- Las empresas seleccionadas para participar en la subasta fueron 12 y se llevaron a cabo 32 ofertas válidas.

²⁰ *iChoosr* es la empresa que se encarga de dar apoyo técnico al proceso de compra colectiva. Desarrolla su actividad en Holanda y Bélgica desde 2008 y recientemente también ofrece sus servicios en el Reino Unido. (www.ichoosr.com/en).

- Las categorías en las que se realizaron las subastas fueron: Electricidad con tarifa simple, electricidad con tarifa bihoraria, gas natural y dual fuel (electricidade bihoraria y gas natural).
- Las entidades adjudicatarias de la subasta fueron:
 - Electricidad con tarifa simple: Trenta S.p.A. (ahorro medio de 37 euros/año)
 - Electricidad con tarifa bihoraria: Trenta S.p.A (ahorro medio de 42 euros/año).
 - Gas natural: Alma Energy Trading S.r.L (ahorro medio de 150 euros/año).
 - Dual Fuel: Gala S.p.A. (ahorro medio de 77 euros/año).

ACTUACIÓN DEL REGULADOR (AEEG)

La tarea del regulador italiano en relación con los procesos de cambio colectivo es solamente la supervisión (dentro de sus competencias de supervisión del mercado minorista), sin dar apoyo o promover estos procesos públicamente. Además se puede observar que, en general, la entidad reguladora mantiene el contacto con las asociaciones de consumidores.

3.1.3 OTROS ESTUDIOS

La mayoría de los estudios consultados²¹ en relación con la armonización de modelos de cambio hacen hincapié en diferentes aspectos de armonización a nivel de diseño del mercado minorista, en particular, en lo que se refiere al cambio de comercializador, y estos se refieren principalmente a los procedimientos de cambio de comercializador.

El objetivo de estos estudios se encuentra esencialmente en el consumidor, tanto en los beneficios que la competencia puede ofrecer, como en la preocupación por hacer el mercado lo más transparente y simple como sea posible, pero también en la eficacia del mercado y la eficiencia de costes de los modelos.

Por ello, las recomendaciones de gran parte de los análisis realizados se centran:

- En el punto de contacto con el consumidor, que debe ser único, y preferentemente el nuevo comercializador;
- En el tiempo de cambio;

²¹ “Electricity and Gas Retail market design, with a focus on supplier switching and billing - Guidelines of Good Practice”, Council of European Energy Regulators, 24 de enero de 2012, Ref.: C11-RMF-39-03, http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab3/C11-RMF-39-03_GGP-Retail-Market-Design_24-Jan-2012.pdf.

“Harmonized supplier switching model”, Nordreg, informe 2/2008.

“Draft advice on Data Management for better retail market functioning”, Ofgem, 2013.

- En la homogeneización del formato de información y de los sistemas que permitan el intercambio de información en los mercados;
- En la información que los comercializadores deben ofrecer a los consumidores.

3.2 ANÁLISIS DE LOS MODELOS ORGANIZATIVOS

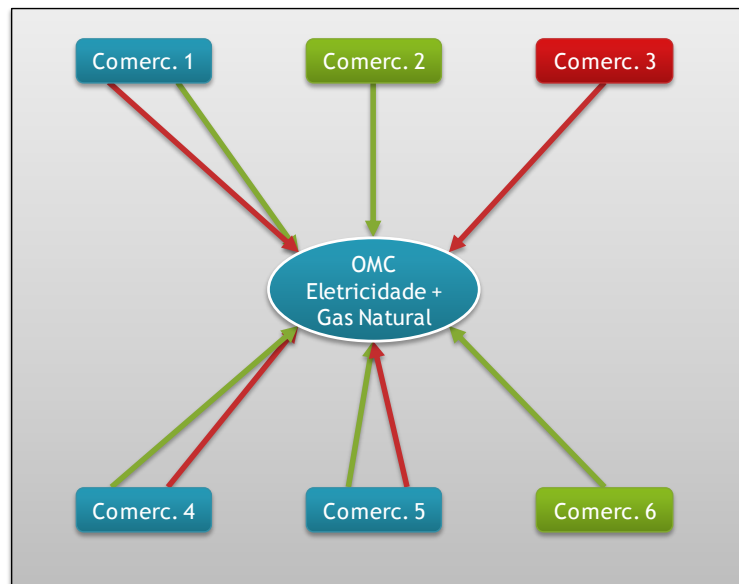
En este capítulo se analizarán los diferentes modelos posibles de organización para un cambio de comercializador más eficaz y eficiente. Por lo tanto, se analizarán las ventajas e inconvenientes de cada modelo de operación de cambio de comercializador, con el fin de identificar el que mejor se adapte al perfil de cada país del MIBEL.

3.2.1 MODELO CENTRALIZADO DE OCC – ÚNICO PARA AMBOS SECTORES

En el modelo centralizado de operador de cambio de comercializador hay una sola entidad que gestiona el cambio de comercializador para los sectores de gas y electricidad, haciendo uso de la plataforma común (Figura 1).

En esta situación, cualquier comercializador, ya sea de electricidad, gas natural o con oferta doble, introduciría una solicitud de cambio en una plataforma única e interactuaría con una sola entidad.

Figura 1 – Modelo centralizado de OCC



VENTAJAS

Como se trata de una situación en la que solamente hay un operador de cambio de comercializador, donde hay una simultaneidad de gestión de cambio de comercializador de la electricidad y del gas natural, podría resultar en una reducción de costes, ya que se crean sinergias en recursos humanos, en el lugar de funcionamiento y en la plataforma informática, entre otros.

Al ser solo una la entidad la que gestiona el cambio de comercializador, la armonización de normas y procedimientos (e incluso de la respectiva plataforma informática de cambio de comercializador), podrá ser más eficaz. Con la armonización de la plataforma, que permitirá una mayor simplificación de los procesos y una mejor comprensión de su funcionamiento por las entidades que interactúan con ella, la coordinación de activación de los contratos dobles podrá resultar más sencilla y eficaz.

Si el operador de cambio de comercializador es una entidad independiente y externa a los sectores para los que gestiona este cambio se garantizará una mayor transparencia e independencia en sus operaciones, así como una reducción de las desviaciones registradas en cada sector.

En cuanto al seguimiento y supervisión de los procedimientos de cambio de comercializador, los efectos de escala serían evidentes ya que incidirían en una entidad solamente.

INCONVENIENTES

El mayor inconveniente de este modelo se asocia esencialmente a los errores en la plataforma, ya que, al ser solo una, el error puede afectar a ambos sectores.

Además de este riesgo de error de la plataforma, existe también el riesgo de que la operación la realice una sola entidad, en particular, si existe un mal diseño o implementación de los procedimientos, lo cual puede afectar a ambos sectores.

Todavía debe considerarse la posibilidad de captura del operador de cambio de comercializador, que puede causar varios trastornos en el buen funcionamiento del mercado.

3.2.2 MODELO CENTRALIZADO DE OCC – POR SECTOR

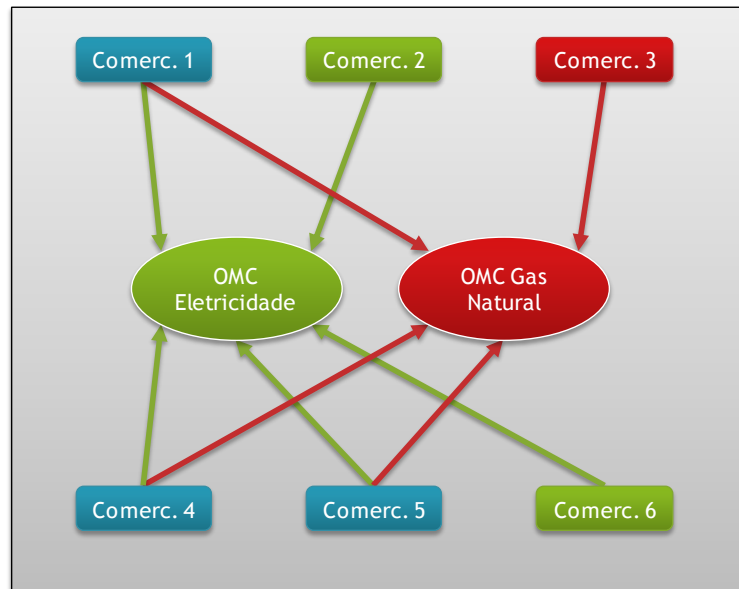
En el modelo centralizado de operador de cambio de comercializador por sector, hay dos entidades responsables de cambiar de comercializador: una para el sector eléctrico y otra para el sector del gas natural (Figura 2).

En este caso, hay dos plataformas distintas que gestionan los procesos de cambio para cada uno de los sectores. Los comercializadores de electricidad solamente interactuarían con la plataforma de cambio de electricidad, los comercializadores de gas natural solamente interactuarían con la plataforma de cambio

del gas natural y los comercializadores con ofertas para ambos sectores tendrían que interactuar con las dos plataformas.

Este corresponde con el modelo actualmente en vigor en Portugal.

Figura 2 – Modelo centralizado de OCC, por sector



VENTAJAS

Este modelo, al igual que el modelo anterior, y aunque se trata de una situación en la que hay dos operadores de cambio de comercializador, una para el sector eléctrico y otra para el del gas natural, podría resultar aun así en una reducción de costes, ya que siguen existiendo sinergias en relación con los recursos humanos, el lugar de operación y las plataformas informáticas, en este caso, por sector.

Al ser solamente una entidad responsable del cambio de comercializador en uno de los sectores, también hay una armonización de las normas y procedimientos e incluso de la respectiva plataforma informática de cambio de comercializador por sector, aunque menos eficaz que el primer modelo descrito. En este caso, también puede dar lugar a la aplicación de los procedimientos de cambio más adaptada a las cuestiones concretas de cada sector.

Aunque existen dos plataformas distintas para la puesta en marcha del cambio, las reglas son comunes dentro del mismo sector y son más explícitas para cada uno de ellos, lo que permite una mejor comprensión de su funcionamiento por parte de las entidades que interactúan con ella. Por otro lado, si hay un fallo en una de las plataformas, solamente afectará al sector para el cual gestiona el cambio.

Si los operadores de cambio de comercializador son entidades independientes y externas a los sectores para los que gestionan este cambio se garantizará una mayor transparencia e independencia en sus operaciones, así como una reducción de las desviaciones registradas en cada sector.

En cuanto al seguimiento y supervisión de los procedimientos de cambios de comercializador, los efectos de escala también existirían, pero en este modelo afectaría a dos entidades distintas.

INCONVENIENTES

Al haber dos operadores responsables de gestionar el cambio de comercializador, se presupone la existencia de dos plataformas, lo que se traduce en una posible duplicación de esfuerzos y costes en comparación con un modelo único centralizado para ambos sectores.

Normalmente, en estos casos, el operador de cambio de comercializador es una empresa que pertenece al sector (operador de la red de distribución u operador de la red de transporte) para el que gestiona el cambio, a menudo perteneciente a la misma matriz que algunos de los comercializadores en régimen de mercado. En este marco, el riesgo de captura por los agentes del sector podrá ser mayor, con el riesgo de que haya disparidades en los tiempos de cambio dependiendo de las empresas involucradas.

Además, al estar gestionadas las plataformas por diferentes entidades, la coordinación de la activación de cambios en los contratos dobles se vuelve más difícil, en comparación con el modelo anterior.

En cuanto al riesgo de error de la plataforma, en su caso, aunque el problema se reduce a la mitad con respecto al modelo anterior, todo un sector se queda sin la posibilidad de cambiar de comercializador durante el período en el que exista dicho fallo.

Del mismo modo, a pesar del riesgo de que la operación no esté solamente en una única entidad, sino en dos, en caso de mal diseño o implementación de los procedimientos, esto puede afectar a un sector (o a ambos sectores, si hay una uniformidad o similitud de estos procedimientos).

3.2.3 MODELO DESCENTRALIZADO DE OCC

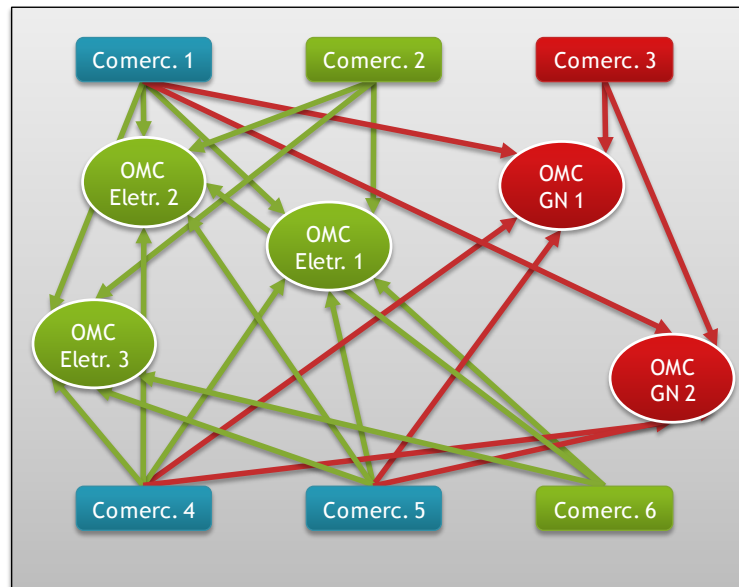
En el modelo descentralizado de operador de cambio de comercializador, hay varias entidades responsables de cambiar el comercializador tanto para el sector eléctrico como para el sector del gas natural (Figura 3).

En este caso, hay tantas plataformas diferentes como entidades gestionan el proceso de cambio de comercializador. Los comercializadores de electricidad tendrán que interactuar con varios operadores de cambio de comercializador en el sector eléctrico y los comercializadores de gas natural también interactuarán con varios operadores que gestionan plataformas de cambio de gas natural. En el caso de

comercializadores con ofertas para ambos sectores, estos tendrían que interactuar con ambas plataformas al mismo tiempo, pero tiene que hacerse con diferentes operadores en función de la ubicación del cliente.

Este corresponde con el modelo actualmente en vigor en España en el sector eléctrico.

Figura 3 – Modelo descentralizado de OCC



VENTAJAS

La mayor ventaja de este modelo radica en un menor riesgo en caso de error de la plataforma de cambio de comercializador, ya que existen varios operadores que pueden lograr el cambio tanto en el sector del gas natural como en el sector eléctrico. De esta forma, en el límite, solamente una zona o región quedarían afectada en caso de problemas en la plataforma de cambio de comercializador.

INCONVENIENTES

En este modelo, con la multiplicidad de los operadores responsables del cambio de comercializador y la consiguiente diversidad de plataformas, los costes totales para el sector serán mayores que en cualquiera de los modelos descritos anteriormente.

En un modelo descentralizado de gestión de cambio de comercializador, las entidades responsables de los cambios, con toda probabilidad, serían los operadores de la red de distribución. Estos operadores de red tienen comercializadores de último recurso asociados o incluso en régimen de mercado. En esta situación, el riesgo de captura parece más claro, siendo necesaria una supervisión más activa y con más recursos, dado el número de empresas implicadas en el proceso.

A esta situación se une una mayor dificultad en el seguimiento de los procedimientos de cambio de comercializador por operador y la necesidad de un mayor número de recursos dedicados a esta actividad. Para una supervisión eficaz, la necesidad de realizar auditorías a todas las empresas tendería a acarrear una vez más un coste total para el sector superior a cada una de las modalidades, incluso si la información objeto de auditoría fuera en una escala más pequeña.

4 RECOMENDACIONES

Los modelos teóricos presentados en este estudio contienen necesariamente ventajas y desventajas en diferentes proporciones. Cuando se aplica a los mercados reales deben tener en cuenta las características concretas, el tamaño y las necesidades de cada mercado, no pudiendo aplicarse el mismo diseño en todos ellos.

El modelo de cambio de comercializador sobre todo debe ser eficaz y eficiente, y debe garantizar los de transparencia, integridad e independencia, igualdad de acceso a los agentes y garantizar la confianza de los consumidores en todo el proceso.

Como se desprende de este estudio y de otros realizados a nivel europeo, se considera más relevante la armonización de los procesos y procedimientos en todos los países, que la simetría de los modelos de gobernabilidad de gestión de cambio de comercializador.

El proceso de armonización entre Portugal y España se inició en 2008 con la elaboración de una propuesta del Consejo de Reguladores. Aunque la parte fundamental (normas y procedimientos armonizados) ya se ha aplicado, también debe evaluarse el potencial de optimización de los modelos de gobernabilidad.

En el Portugal continental, en el sector de la electricidad, existe solamente un distribuidor de energía eléctrica de ámbito nacional. En el sector del gas natural existen once operadores de redes de distribución de ámbito regional, pero con una armonización de procesos ya aplicada. Por otra parte, el número de consumidores de gas natural se ha reducido sustancialmente en comparación con el de la electricidad.

Desde el punto de vista del modelo funcional adoptado en Portugal, aunque la ley prevea la existencia de un operador logístico que puede ser integrado para la electricidad y el gas natural, la práctica seguida desde la apertura de los dos mercados minoristas ha sido la opción por plataformas únicas para cada sector, gestionadas por los operadores de redes: el operador de red de distribución de electricidad y el operador de la red de transporte de gas natural.

En paralelo, la extinción de las tarifas reguladas en los dos sectores en Portugal, que abarca a todos los consumidores, ha dictado una intensificación del cambio de comercializador con una respuesta razonable de las plataformas, sobre todo por el hecho de que, incluso con situaciones con un gran número de solicitudes concentradas en el tiempo, se respetan los tiempos y los plazos en los procedimientos existentes.

En cualquier caso, el crecimiento de los contratos dobles ha aumentado el interés en hacer el cambio de comercializador cada vez más integrado, algo que ya se ha aplicado al nivel de los procedimientos de aplicación (que son esencialmente los mismos para ambos sectores y tienen disposiciones que permiten la lectura y el tratamiento cruzados). Además, se puede observar que los agentes que actúan en cada mercado son los mismos en más del 80 % del mercado, con una intensificación de las participaciones

cruzadas entre sectores (comercializadores tradicionalmente de electricidad que abordan el mercado del gas natural y viceversa).

Por lo tanto, con el fin de potenciar el resultado percibido por el consumidor de energía en Portugal, parece que hay interés en desarrollar el modelo establecido en la legislación y que anticipa una plataforma para el cambio de comercializador de electricidad y gas natural. Tal circunstancia permitiría aproximar el nivel operativo del cambio de comercializador a las expectativas e intereses de los agentes en el mercado (consumidores y comercializadores). Además, dada la similitud entre la electricidad y el gas natural en el tipo y el número de agentes presentes, parece haber ciertas ventajas en la formación de una única plataforma con normas comunes para la electricidad y el gas natural, lo que permite la reducción de los costes operativos en el cambio de comercializador (costes de adquisición de conocimientos y costes de infraestructura), hecho que favorece principalmente a los nuevos participantes y, por lo tanto, a la competencia.

En España hay varios operadores de redes de distribución, tanto en el sector del gas natural como en el de la electricidad, con diferentes realidades, y el número de consumidores es considerablemente más alto que el de Portugal.

El modelo organizativo del operador de cambio de comercializador en vigor desde 2003 en España es un modelo descentralizado, en el que cada distribuidor es responsable de posibilitar los cambios de comercializador, siendo esta una figura neutra en todo el proceso.

La evolución del mercado minorista se tradujo en tasas de *switching*, para 2013, en el sector eléctrico de 12 % y de 12,5 % en el sector del gas natural, situándose entre las tasas más altas registradas en Europa, siendo especialmente relevante el aumento de los cambios registrados entre comercializadores en régimen de mercado, es decir, que no implican a los comercializadores de último recurso (CUR, actualmente comercializador de referencia) como uno de los intervinientes en el *switching*. Esta situación supone que más de 3 millones de consumidores al año en el sector eléctrico y cerca de un millón al año en el sector del gas natural cambiaron de comercializador.

En este sentido, se observa que la tasa de rechazos en los cambios de comercializador sigue una tendencia a la baja, no habiendo diferencias significativas en la tasa de rechazos para los movimientos dentro o fuera del grupo distribuidor. A finales de diciembre de 2013, en el sector de la electricidad, aproximadamente el 4,2 % de los movimientos del CUR a comercializadores del mercado libre y el 5,3 % de los movimientos entre comercializadores del mercado libre fueron rechazados (el 3,7 % y el 6,3 % a finales de 2012, respectivamente). Solamente el 1 % de las situaciones hacen referencia a solicitudes de cambio de comercializador que se han retrasado y, en estos casos, existe una justificación por el retraso.

Sin embargo, la CNMC está trabajando junto con los comercializadores y distribuidores, para introducir medidas que considere necesarias a fin de reducir aún más los rechazos en los procesos de cambio de comercializador. También se considera necesario que los procedimientos de cambio de comercializador,

que actualmente corresponden a un acuerdo entre la mayoría de los distribuidores y comercializadores, sean finalmente acogidos en la normativa, y que la CNMC obtenga las competencias para la aprobación de dichos procedimientos.

Por lo tanto, teniendo en cuenta la existencia de estas realidades distintas, pero eficaces, es preciso recordar que la profundización del mercado ibérico ya verificada en relación con los resultados no se basa en la implementación de modelos de gobernabilidad iguales, sino en asegurar que estos modelos sean los que hagan el cambio de comercializador lo más eficaz posible, desarrollados de manera eficiente, al menor coste para el sistema y teniendo en cuenta las características particulares de cada país.

En Portugal, el nivel y la profundidad de los procedimientos de cambio de comercializador en los dos sectores, que tienen una gran simetría entre sí, han permitido responder de manera satisfactoria a los desafíos de un proceso exigente de extinción de tarifas. Asimismo, este contexto aconseja que se den pasos adelante en el dominio de la plataforma y la gestión integrada del proceso y se permita la reducción de los costes operativos y el aumento de la intensidad competitiva entre los comercializadores.

En España, como resultado de un número cada vez más significativo de consumidores de ambos sectores y una pluralidad de distribuidores, parece haber margen de mejora en cuanto a los procedimientos de aplicación, de tal forma que se reduzca el número de solicitudes rechazadas y se eviten posibles errores de coherencia entre los datos aportados por comercializador y los del distribuidor.

En cuanto al tratamiento de los cambios colectivos, el funcionamiento de las plataformas de cambio de comercializador no ha sido un obstáculo para su puesta en marcha, permitiéndose que se ejerza siempre la elección del consumidor. En ambos países, las plataformas de cambio de comercializador, los procedimientos en uso y su rendimiento no han impedido o dificultado la aparición de cambios colectivos, incluso cuando han implicado a un gran número de clientes.

En resumen, el Consejo de Reguladores recomienda que la CNMC y ERSE continúen y amplíen la labor de intercambio de información que han mantenido hasta ahora a fin de desarrollar un modelo armonizado para la supervisión de los resultados de cambio de comercializador con indicadores comunes y conformes con la práctica europea.