Comisión Nacional de Energía

Dirección de Energía Eléctrica

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD PRIMER SEMESTRE DE 2011

PARTE I: SITUACIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD

Y

PARTE II: PRECIOS FACTURADOS POR LOS COMERCIALIZADORES DE ELECTRICIDAD

27 de abril de 2012

ÍNDICE

HECHOS RELEVANTES 3
PARTE I: SITUACIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD 13
1. CONTEXTO REGULATORIO 14
2. INFORMACIÓN UTILIZADA 17
3. GRADO DE AVANCE DE LA LIBERALIZACIÓN 18
3.1 Análisis en función del segmento 20
3.2 Análisis en función del distribuidor 23
3.3 Análisis en función del comercializador 23
3.3.1 Cuota de los comercializadores en mercado libre en función del segmento 24
3.3.2 Diversificación de la cartera de los comercializadores por segmento 25
3.3.3 Cuota de los comercializadores por zona de distribución (Fidelización). 25
3.3.4 Diversificación de la cartera de los comercializadores por zona de distribución 26
3.4 Análisis por tipo de suministro (suministros sólo electricidad vs duales) 27
3.5 Análisis de los suministros en CUR sin derecho a TUR 28
3.6 Incrementos y cuotas incrementales de suministro en mercado libre: Análisis en función del segmento 28
3.7 Incrementos y cuotas incrementales de suministro en mercado libre: Análisis en función del comercializador 29
3.7.1 Análisis en función del comercializador y segmento 29
3.7.2 Análisis en función del comercializador y zona de distribución 30
3.8 Análisis en función de la CCAA 31
3.9 Comparativa europea: grado de movilidad 34
3.10 Facturación total del sistema eléctrico 35
4. CAMBIOS DE COMERCIALIZADOR 36
4.1 Cambios desde CUR a comercializador libre 36
4.1.1 Rechazos y sus causas 37
4.1.2 Retrasos y sus causas 38
4.2 Cambios entre comercializadores libres 39
4.2.1 Rechazos y sus causas 39
4.2.2 Retrasos y sus causas 40
4.3 Cambios desde comercializador libre a CUR 41
4.4 Ratios de cambio de comercializador (Switching) 42
4.5 Fechas de solicitud de los cambios de comercializador 43
5. TIPOLOGÍA DE CONSULTAS Y RECLAMACIONES RECIBIDAS 44
6. OTROS ASPECTOS DEL MERCADO MINORISTA EVALUADOS 46

6.1 Procedimientos de corte y suspensión de suministros ... 46
6.2 Procedimientos de reposición de suministro ... 47
PARTE II: PRECIOS FACTURADOS POR LOS COMERCIALIZADORES DE ELECTRICIDAD ... 48
1. INFORMACIÓN UTILIZADA ... 49
2. CLASIFICACIÓN DE CONSUMIDORES ... 51
3. PRECIOS DE LOS COMERCIALIZADORES LIBRES ... 52
3.1 Evolución trimestral de precios medios finales (€/MWh) facturados por segmento. ... 52
3.2 Evolución trimestral de precios medios de energía eléctrica facturados (€/MWh) ... 52
3.3 Comparativa entre la evolución de precios medios facturados por la energía eléctrica y el coste estimado de energía por segmento: Metodología ... 53
3.3.1 Metodología ... 54
a. Compra de la energía al precio del mercado diario ... 55
b. Cobertura de precio de la energía en los mercados a plazo (OMIP) ... 56
i. Alternativa 1: Cobertura del horizonte temporal correspondiente al año móvil mediante precios a plazo obtenidos en el mes anterior al inicio de la entrega ... 56
ii. Alternativa 2: Cobertura del periodo de entrega que resta hasta la finalización del año móvil mediante una estrategia combinada de precios a plazo obtenidos en el mes anterior y seis meses antes del inicio de la entrega pendiente ... 58
c. Cobertura a plazo tomando como precio de referencia la media aritmética del precio del producto base de las subastas CESUR ... 59
3.4 Comparativa entre la evolución de precios medios facturados por la energía eléctrica y el coste estimado de energía por segmento: Resultados por segmento de consumo ... 61
3.4.1 Segmento doméstico ... 64
3.4.2 Segmento pymes ... 67
3.4.3 Segmento industrial ... 69
4. COMPARADOR WEB DE OFERTAS ... 70

HECHOS RELEVANTES

Análisis de situación del mercado minorista en España

- En el primer semestre de 2011, más de 6,7 millones de suministros, (que suponen un 24,4% del total de los puntos de suministro del mercado minorista[1] y representan más de un 75% del volumen de energía[2] consumida), se suministran a través de comercializador libre. Si se comparan estos valores con los registrados seis meses antes (20,2% y 72,7% del total de los suministros y del volumen de energía en mercado libre, respectivamente), se observa una continuidad en el proceso de libre elección de suministrador durante la primera mitad del año 2011.

- El grado de avance de la liberalización es diferente en función del segmento de consumidores del que se trate. En particular, dicha liberalización está aún marcada por la presencia o no de la tarifa de último recurso (TUR). Nótese que el 100% de los puntos de suministro con tarifas de acceso para potencia contratada inferior a 10kW y por lo tanto, con derecho a TUR (2.0A y 2.0DHA) pertenecen al segmento doméstico[3] y casi el 80% de los consumidores con derecho a TUR continúan siendo suministrados por un comercializador de último recuro (CUR) a 30 de junio de 2011.

- Así, a finales de junio de 2011, un 22,3% de los puntos de suministro del segmento doméstico (18,1% a finales de 2010) y un 32,5% en términos de energía (27,8% a diciembre de 2010), son suministrados en mercado libre. En el segmento pymes, más de un 89% de los suministros (85,1% a finales de 2010) y un 95% en términos de energía (92,2% a finales de 2010), son suministrados a través de comercializador libre. En el segmento industrial, el 98,5% de los suministros (98,2% a finales de 2010) y el 99,7% en términos de energía (99,8% a finales de 2010), está siendo suministrado por un comercializador libre.

[1] Información suministrada por las cinco mayores empresas distribuidoras.

[2] Nótese que el volumen de energía aquí reflejado, se corresponde con la suma de la energía consumida en un año móvil hasta el trimestre T-1 por todos los consumidores que se encuentran en CUR o comercializador libre (según aplique) a finales del trimestre T.

[3] En el presente informe se ha utilizado la clasificación de clientes atendiendo al tipo del punto de suministro, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 7 del RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Suministros tipo DOMÉSTICOS, hacen referencia a puntos de suministros tipo 5, esto es, puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.

Suministros tipo PYMES: hacen referencia a puntos de suministro tipo 3 y 4: Tipo 3: son puntos de medida situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 450 kW y superior a 50 Kw. Tipo 4: son puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.

Suministros tipo INDUSTRIALES hacen referencia a puntos de suministro tipo 1 y 2: Tipo 1: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW. Tipo 2: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW e inferior a 10 MW.

- A finales de Febrero 2012, 62.310 puntos de suministro sin derecho a TUR que aún son suministrados por un CUR a precio disuasorio[4]. Esta cifra implica un descenso del 32% respecto a la última información publicada (a fecha mayo de 2011), donde 91.748 puntos de suministros sin derecho a TUR eran suministrados por un CUR. Dentro de estos 62.310 puntos de suministro se encuentran aquellos puntos que no han conseguido un contrato de suministro en mercado libre desde el 1 de julio de 2009 y aquellos, que no teniendo derecho a TUR, se encuentran transitoriamente sin contrato en mercado libre.

- A junio de 2011, el comercializador del grupo Iberdrola supera por primera vez los 3 millones de consumidores en mercado libre aventajando en más de 1 millón a los comercializadores del Grupo Endesa (con cuotas de suministros en mercado libre del 46,5% y 31%, respectivamente). Sin embargo, en términos de energía, son las comercializadoras del Grupo Endesa las que siguen liderando la liberalización.

- Se aprecia una evolución positiva de las comercializadoras que no pertenecen a los grupos energéticos tradicionales, ya que a pesar de que casi el 84,5% de la comercialización de energía en mercado libre sigue siendo suministrada por las comercializadoras tradicionales, las comercializadoras que no pertenecen a estos grupos incrementan su cuota de energía agregada en los últimos seis meses, pasando de una cuota agregada de 14,83% a finales del 2010 a un 15,64% a finales de junio de 2011.

  Además, el número de comercializadoras libres que suministran energía eléctrica en el segmento doméstico se incrementa desde 69 a 82 (un incremento del 21%) en los últimos doces meses.

- Durante el primer semestre del año 2011, 105 comercializadoras compraron energía en el mercado mayorista para suministrar en el mercado minorista.

- Durante el periodo objeto de estudio, se observa una ligera reducción en el grado de fidelización (tendencia de los consumidores a ser suministrados por el comercializador del grupo empresarial de la red de distribución de su zona) respecto a diciembre de 2010. Para todos los segmentos y distribuidores, las cuotas de fidelización (medidas en energía, las cuotas se han reducido 2 puntos porcentuales, y en términos de suministros, las cuotas se han reducido 3 puntos porcentuales) son menores que las observadas en el último informe minorista.

[4] En la actualidad, los distribuidores están proporcionando mensualmente a la OCSUM un listado con estos puntos de suministro, para que dicha información sea accesible a todos los comercializadores, con el fin de facilitar la realización de ofertas a dichos clientes a precio libremente negociado (Disposición adicional tercera del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo)

- En cuanto a la cartera de energía, todos los comercializadores a excepción de los del grupo EDP, disminuyen la concentración de su cartera de energía en su zona de distribución.

- Si se analiza el reparto de los nuevos puntos de suministro que pasan al mercado libre (1,17 millones) por comercializador y segmento, se aprecia que la comercializadora del Grupo Iberdrola se lleva más del 66% de los nuevos puntos de suministro del segmento doméstico mientras que sólo se lleva el 1% y el 11%, de los nuevos puntos de suministro de los segmentos pymes e industrial. Estos datos parecen indicar que el crecimiento de la comercializadora de Iberdrola en mercado libre se sustenta principalmente en movimientos de CUR a mercado libre y una vez que la liberalización de los segmentos pymes e industrial se ha hecho efectiva, su crecimiento en estos segmentos es reducido. Adicionalmente destacan, las comercializadoras del grupo Endesa con un 55% del incremento de suministros en el segmento pymes y las comercializadora de Nexus con un 25% del incremento de suministros en el segmento industrial. Finalmente, Enèrgya-VM es la única comercializadora que ha reducido su base de clientes en todos los segmentos durante la primera mitad del año 2011.

- Los comercializadores del grupo de Gas Natural Fenosa continúan siendo los que más incrementan, en términos relativos, su número de consumidores en la red ajena al grupo. Un 84% de sus nuevos puntos de suministro del primer semestre de 2011, se han dado de alta en una red de distribución ajena al grupo. Este dato semestral es mayor al que presentó a finales de 2010 (73%).

- El 95,3% de las solicitudes de cambio de CUR a comercializador libre han sido aceptadas por lo que más de 1,1 millones de consumidores han dejado de ser suministrados por un CUR y han pasado a ser suministrados por un comercializador libre en la primera mitad de 2011. El 99% de estas solicitudes aceptadas se han tramitado sin sufrir ningún tipo de retraso.

- En el segundo trimestre de 2011, las tasas de rechazo en los cambios de CUR a comercializador libre por segmento se igualan (alrededor del 5%), desapareciendo la tendencia histórica de una tasa de rechazos más alta en los segmentos más grandes de consumo (pymes e industrial).

- En el primer semestre de 2011, destaca la reducción en la tasa de rechazos en los cambios de CUR a comercializador libre de Unión Fenosa Distribución (8% frente al 19% del año 2010), gracias a la introducción de la medida acordada por los agentes en el marco de los grupos de trabajo para la mejora de los procedimientos de cambio de suministrador en OCSUM, de no requerimiento de la conformidad del cliente por parte de la distribuidora, de acuerdo con las propuestas realizadas por la CNE en diversos informes en este sentido. No obstante, es esta red la que sigue ostentando la mayor tasa de rechazos del mercado.

- En la primera mitad del año 2011 se han realizado 362.345 solicitudes de cambio entre comercializador libres, más de un 121,5% de las que se habían presentado en el primer semestre del año 2010 (163.355). Además, en la tasa de rechazos de este tipo de cambio, también se observa una reducción significativa de la tasa de rechazos de Unión Fenosa Distribución, desde un 17% en el año 2010 a un 11% en la primera mitad del año 2011.

- Aunque la tasa de rechazos de ambos movimientos (de CUR a comercializador libre y entre comercializadores libres) ha mejorado significativamente en los primeros seis meses del año (5% frente a un 9% el primer semestre de 2010), la CNE sigue trabajando junto con los comercializadores y distribuidores y en el marco del Grupo de Trabajo de Mejoras de OCSUM, en la introducción de las medidas necesarias para reducir de manera significativa los rechazos en los procesos de cambio de suministrador.

- Los cambios de consumidores entre comercializadores libres aumentan significativamente en todos los segmentos, de tal forma que el 15% de los consumidores industriales suministrados en mercado libre al comienzo del año móvil, han cambiado de comercializador en el periodo julio 2010-junio 2011. Para el segmento pymes, esta cifra se ha situado en un 25%, y en un 10% para el segmento doméstico.

- Considerando conjuntamente los cambios entre comercializador libre y los de CUR a comercializador libre, los cambios registrados en el periodo julio 2010-junio 2011 para el segmento doméstico (tasa de *switching*[5]) representan un 8,5% del total de puntos de suministro del segmento doméstico a finales del primer semestre de 2011 (la tasa media europea ascendía a 5,7% a mediados del año 2010). El segmento pymes presenta una tasa del 30% y el segmento industrial un 17%.

- La CNE ha evaluado otros aspectos del mercado minorista como es la aplicación del procedimiento de corte y suspensión de suministro así como del procedimiento de reposición. Con respecto al primero, se requirió a las empresas que tenían una tasa de ejecución de las órdenes de corte y suspensión de suministro inferior a lo esperado, la puesta en marcha de un plan de actuación para reducir de forma significativa e

[5] Esta tasa de switching (CEER) considera los movimientos de CUR a comercializador libre y entre comercializadores libres y es calculada de la siguiente manera, sumando el total de los cambios de CUR a ML y de ML a ML en el año móvil analizado (julio 2010 – junio 2011) dividido entre el total de puntos de suministro a junio de 2011.

La Información de cambios de comercializador tanto de CUR a comercializador libre como entre comercializadores libres que se recoge a través de la Circular 1/2005, incluye el número de solicitudes de cambio enviadas, el número de solicitudes de cambio aceptadas y el número de solicitudes de cambio rechazadas. La Circular 1/2005 no recoge información sobre el número de solicitudes realmente activadas. Los ratios de *switching* deberían construirse como el cociente entre el número de solicitudes activadas en un periodo temporal ente el número total de consumidores a fecha fin de ese periodo temporal. No obstante, dado que la diferencia entre el número de solicitudes de cambio aceptadas y las realmente activadas es del 1%, para efectos de este informe se va a tomar el concepto de solicitudes de cambio aceptadas como aproximación al concepto de solicitudes de cambio activadas.

inmediata los rechazos en las solicitudes de corte y suspensión de suministro. La CNE está siguiendo la consecución de dichos planes.

Con respecto al segundo, la CNE analizó las consultas planteadas por dos empresas comercializadoras en relación con la aplicación del procedimiento de reposición. La CNE propuso la manera en la que debería aplicarse este procedimiento, dicha propuesta también fue incluida en el informe de la CNE sobre Propuesta de real decreto por el que se revisa del Real Decreto 1955/2000.

- La CNE ha recogido el número de las reclamaciones y consultas recibidas por las principales comercializadoras del país (tanto libre como CUR) en el año 2011. La CNE ha recogido, más de 1 millón de reclamaciones y 33,8 millones de consultas observando que las cuestiones que suscitan un mayor número de consultas y/o reclamaciones son con carácter general, la facturación del suministro eléctrico (47% y 40% del total de las reclamaciones y consultas recibidas, respectivamente) el retraso/falta de pago del suministro (16% y 7% de las reclamaciones y consultas recibidas, respectivamente) y temas relacionados con la acción comercial, contratación y venta (13% de las reclamaciones y el 25% de las consultas recibidas), lo que supone, en el año 2011 aproximadamente 1,2 consultas y 0,04 reclamaciones recibidas por punto de suministro. Por último, destaca la diferencia en el número de reclamaciones y consultas recibidas por las comercializadoras del país respecto a las que llegan a las asociaciones de consumidores y son reportadas en la encuesta anual del Instituto Nacional de Consumo. Para el año 2010, la encuesta presentaba 50.000 consultas y reclamaciones en el sector eléctrico.

- Teniendo en cuenta los consumidores suministrados a precio TUR, y los suministrados a precio libre y considerando los precios medios facturados de la electricidad declarados por las comercializadoras libres a esta Comisión, se estima que la facturación total del suministro de electricidad para el año móvil julio 2010 – junio 2011 se sitúa en los 28.600 millones de euros, excluidos los impuestos.

Análisis de precios facturados por los comercializadores libres en España

- Si se analiza el precio medio total facturado (incluyendo la tarifa de acceso) por los comercializadores libres se observa que, para el segmento doméstico, el precio medio total se incrementa un 6,2% en el año móvil julio 2010 - junio 2011 con respecto a un año antes, alcanzando los 155,7 €/MWh. El precio medio de los suministros con derecho a TUR incluidos dentro de este segmento doméstico en ese mismo periodo ha sido 155 €/MWh.

- Para los segmentos pymes e industrial, el precio medio total facturado se incrementa un 2,4% y apenas un 1%, respectivamente (alcanzando los 127 €/MWh y 84,7 €/MWh a finales del primer semestre de 2011), con respecto a los registrados un año antes.

- Los componentes regulados del precio medio total facturado se han incrementado significativamente en el último año móvil analizado. Los pagos por tarifas de acceso se han incrementado para el segmento doméstico un 10%, para el segmento pymes, un 13% y para el segmento industrial un 8%. Por otro lado, los pagos por capacidad, se han incrementado en un 34% para el segmento doméstico, un 19% para pymes[6] y un 33% para el industrial, estos valores interiorizan el 72% de incremento en los pagos por capacidad establecidos en la Orden ITC/3353/2010, de aplicación a partir del 1 de enero de 2011.

- El precio medio facturado por el suministro eléctrico neto de tarifa de acceso en el periodo julio 2010 - junio 2011, se incrementa un 10 % en el segmento doméstico (pasando de 70,5 €/MWh en el T2 de 2010 a 77,7 €/MWh en el T2 de 2011). En los segmentos pymes e industrial ese incremento resulta ser de -1,3% y 0,5%, respectivamente, alcanzando los valores de 73,4 €/MWh para el segmento pymes y un 56,5 €/MWh en el segmento industrial en junio de 2011.

- Si bien no se conocen los costes de adquisición de energía de los comercializadores, ni los productos de largo plazo elegidos para la cobertura del suministro a sus clientes, los precios facturados de la energía netos de sobrecostes de operación[7] y pagos por capacidad parecen indicar, suponiendo un margen sobre energía más o menos estable durante el periodo analizado (años móviles comprendidos entre el T2 de 2010 y T2 de 2011), que los comercializadores, para el suministro en el segmento doméstico, están cubriéndose en los mercados de futuros trimestralmente en los mismos plazos en los que se revisa la tarifa de último recurso (TUR), y por tanto, a precios similares al coste de la energía incluido en la TUR. Este hecho es coherente con las ofertas realizadas por los comercializadores introducidas en el comparador de la CNE, que en el caso de

[6] A pesar de que los pagos por capacidad incrementaron para todas las tarifas de acceso alrededor del 72% el 1 de enero de 2011, el menor incremento en los pagos por capacidad del segmento pymes corresponde con un mayor consumo del segmento pymes en la primera mitad del año móvil (julio 2010 – diciembre 2011) respecto de la segunda mitad del año móvil (enero 2011 – junio 2011) donde el incremento del 72% en los pagos por capacidad tomó efecto.

[7] Los sobrecostes de operación hacen referencia a: sobrecostes de mercado intradiario, banda de regulación secundaria, desvíos y restricciones técnicas.

los consumidores con derecho a TUR[8], suelen estar referenciadas a la TUR. Por el contrario, para el segmento pymes y el industrial, en general los precios medios facturados, parecen indicar que la cobertura se realiza con un horizonte mayor, y con una cartera de productos a plazo más diversificada, lo que aporta a los costes de adquisición de energía, una evolución más estable que en el caso del segmento doméstico. No obstante, no se descarta la existencia de comercializadores que presenten un volumen reducido de cobertura de su suministro, y por tanto, se encuentren más expuestos a la evolución del precio del mercado diario spot.

Se introduce a continuación, para el conjunto de la comercialización por segmento de consumo un gráfico de las componentes estimadas del precio medio total reportado por las comercializadoras libres a la CNE para el año móvil julio 2010 – junio 2011. Para cada segmento de consumo se ha escogido aquella estrategia de cobertura del precio de la energía[9] cuya evolución se asemeja a la evolución del precio medio facturado por el suministro eléctrico por el conjunto de las comercializadoras. No obstante, independientemente de lo que la evolución de precios parezca indicar, no existe una estrategia única de cobertura del precio de la energía y por lo tanto, los comercializadores podrían haber escogido cualquier otra alternativa de cobertura para sus compras de energía, obteniendo otros resultados diferentes. Debido a ello, los márgenes brutos aquí presentados deben considerarse orientativos.

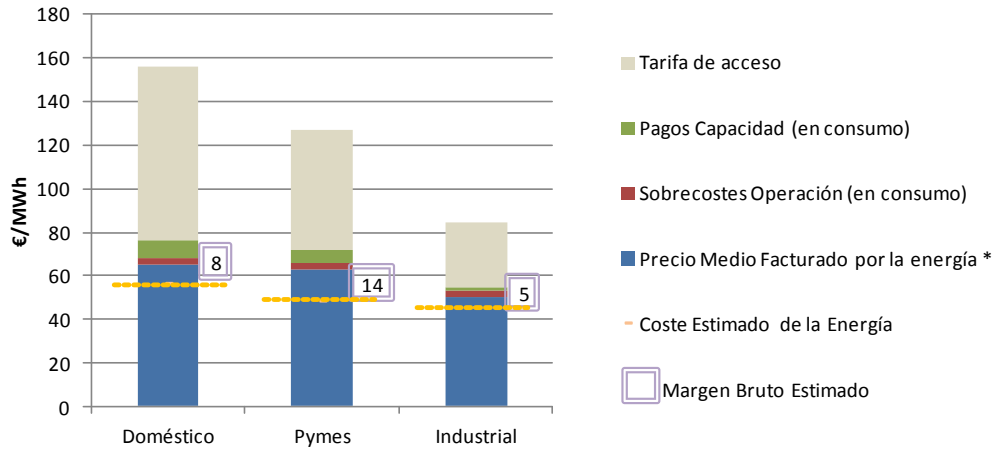


Gráfico 1. Componentes estimados del precio medio de facturación de los comercializadores libres. Año móvil julio 2010-junio 2011. Coste estimado de la energía y margen bruto.

(*). Precio medio facturado por la energía sin descontar costes de comercialización

Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNE el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2011 y CNE para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNE para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

[8] Para el segmento doméstico considerado, a junio de 2011, más del 87% en puntos de suministro y 67% en volumen de energía son consumidores con tarifa de acceso 2.0A y 2.0DHA y por lo tanto, con derecho a la TUR.

[9] Para el segmento doméstico se ha tomado como estimación del coste de la energía el coste de la cobertura a plazo tomando como referencia el precio de las subastas CESUR. Para el segmento pymes e industrial se ha tomado como estimación del coste de la energía el coste de la cobertura en los mercados a plazo (alternativa 1).

- El margen bruto estimado por la adquisición de la energía teniendo en cuenta una estrategia de cobertura a precio CESUR y sin tener en cuenta costes de comercialización, muestra que en el segmento doméstico los comercializadores libres obtendrían un margen bruto de unos 8 €/MWh en el año julio 2010 - junio 2011. Estos 8 €/MWh, representan un margen sobre la facturación total para este segmento del 5% y sobre el coste de energía al precio CESUR del 14%. Si se considera adicionalmente, un coste comercial para este segmento igual al margen de comercialización reconocido en la tarifa de último recurso (4 €/kW/año), la anterior diferencia (margen neto) sería de 2 €/MWh. En el caso de que sólo se considerarán dentro del colectivo del segmento doméstico, aquellos consumidores con derecho a TUR, el anterior margen neto para el año móvil que finaliza en el T2 de 2011, se situaría en el entorno de 0 para ese mismo periodo.

- Si las comercializadoras hubieran comprado la energía en el mercado spot para su suministro en el segmento doméstico, en lugar de cubrirse trimestralmente a precios similares al coste de cobertura a plazo al precio CESUR, el margen bruto estimado por la energía (sin tener en cuenta el coste de comercialización) habría sido de 12 €/MWh en el T2 de 2011. Si se considerara adicionalmente, el coste de comercialización reconocido en la TUR, el margen neto se situaría en 6 €/MWh.

  Si se hubieran utilizado otras coberturas a plazo con un horizonte mayor que la CESUR, los márgenes brutos se habrían situados en el entorno de los 13 €/MWh - 14 €/MWh en ese mismo periodo.

- Para el segmento pymes, el margen bruto por la energía sin considerar costes de comercialización, tomando como estimaciones de coste de adquisición las coberturas en los mercados a plazo consideradas en este informe (alternativa 1 y alternativa 2), se encuentra en el entorno de los 14 €/MWh -13 €/MWh en el año julio 2010 - junio 2011. Esta diferencia representa un margen del 11% - 10% sobre la facturación total y un 28% - 26% sobre el coste estimado de la energía, y no sería muy distinta para este mismo periodo, si el comercializador hubiera comprado su energía en el mercado spot.

- Por último, para este mismo periodo y para el segmento industrial, el margen bruto por la energía sin considerar costes de comercialización, tomando como estimaciones de coste de adquisición las coberturas en los mercados a plazo consideradas en este informe, se encuentra en el entorno de los 5 €/MWh - 4 €/MWh y representa casi un 6% - 5% sobre la facturación total y aproximadamente un 11% - 9% sobre el coste estimado de energía. Si se considera que el comercializador hubiera adquirido su energía en el mercado spot, entonces este margen se situaría en 3 €/MWh en ese mismo periodo.

- Si se analiza la evolución de los márgenes brutos medios obtenidos para todo el periodo analizado (desde el año móvil que finaliza en el T2 de 2010 hasta el año móvil que finaliza en el T2 de 2011), se observa que considerando la referencia de costes a precio CESUR, los márgenes brutos en el segmento doméstico se mantienen estables,

situándose en los 8€/MWh – 9€/MWh. Los márgenes brutos medios en el segmento pymes también muestra una tendencia estable con una reducción en el último año móvil, si se consideran las estrategia de cobertura a plazo, situándose en los 13 €/MWh – 16 €/MWh. Por el contrario si se consideran estas mismas estrategias de cobertura a plazo en el segmento industrial, los márgenes brutos medios presentan una evolución decreciente comenzando en 6 €/MWh – 9 €/MWh en el T2 de 2010 y finalizando en 4 €/MWh – 5 €/MWh en el T2 de 2011.

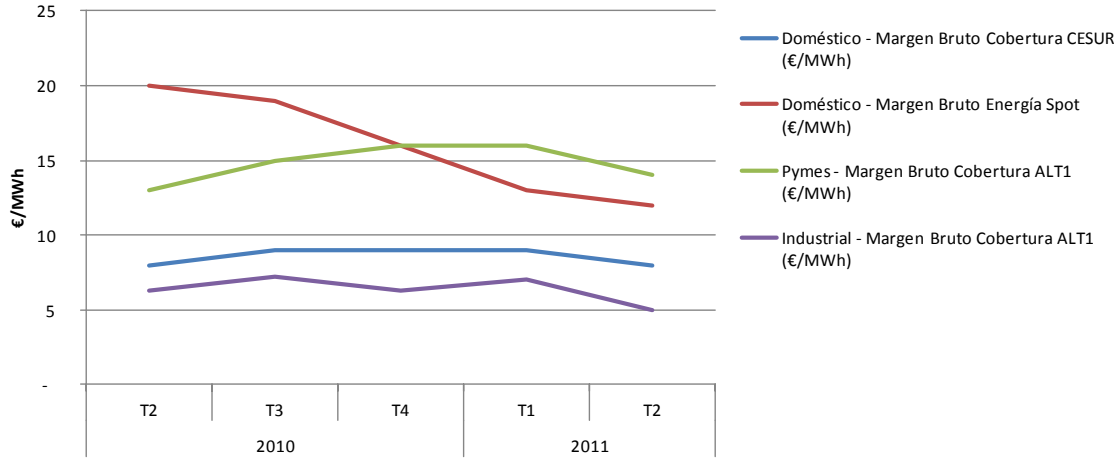


Gráfico2. Margen bruto medio de todos los comercializadores activos en cada segmento. Datos correspondientes a la facturación del año móvil hasta el final de cada trimestre.

Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNE el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2011 y CNE para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNE para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

- En los márgenes calculados, <u>únicamente se han tenido en cuenta los ingresos derivados de la facturación del suministro de electricidad</u>, por lo que no se han considerado los ingresos que pudieran derivarse de la venta de otros servicios adicionales incluidos en la oferta, como el mantenimiento de la caldera de gas o el seguro del hogar, o de márgenes procedentes del suministro de gas, en el caso de ofertas duales.

- El <u>margen bruto</u> calculado entre el precio de suministro de energía y el coste estimado de adquisición de la energía (sin tener en cuenta costes comerciales y de acuerdo a la estimación del coste de energía de las presentadas en este informe, que mejor se adecua a la evolución del precio medio facturado para cada segmento) obtenida en el periodo julio 2010 – junio 2011 en el segmento pymes (14 €/MWh - 13€/MWh), contrasta con los 8 €/MWh obtenidos en el segmento doméstico y los 5 €/MWh - 4 €/MWh del segmento industrial. Este hecho parece indicar lo siguiente:

    - En el caso del <u>segmento doméstico</u>, las ofertas en mercado libre están condicionadas por la existencia de una tarifa de último recurso. De hecho, las estimaciones realizadas muestran que si se incluye el margen comercial reconocido en la tarifa de último recurso, los márgenes llegan a ser nulos para el colectivo de consumidores con derecho a TUR incluidos en este segmento,

todo ello, teniendo en cuenta las hipótesis de cobertura realizadas en este informe.

- En el segmento industrial, la existencia de un mayor volumen de consumo y una mayor competencia, pudiera permitir la existencia de unas ofertas más ajustadas por parte de los comercializadores.

  En este sentido, se ha observado una continua reducción de los márgenes desde 2010, pasando desde unos 6 €/MWh - 9 €/MWh en el año móvil hasta junio de 2010 hasta unos 4 €/MWh - 5 €/MWh un año después.

- El segmento pymes, segmento que presenta un mayor margen, pudiera estar condicionada, en parte, por la existencia de la tarifa de último recurso más la penalización para los consumidores que no tienen derecho a TUR y son suministrados por un CUR. No obstante, esta referencia debería haber tenido un mayor impacto al comienzo de la liberalización, perdiendo importancia con el transcurso del tiempo, aunque parece que no ha sido así. También pudiera considerarse, que este mercado se encuentra en una fase de desarrollo menos madura que el mercado industrial, y por tanto, se debería esperar una evolución similar a la registrada por éste. Otro análisis más preocupante sería que este colectivo tuviese una capacidad de información y de negociación mucho menor que el industrial, y por tanto las ofertas realizadas a este segmento estuvieran menos ajustadas.

  Este mayor margen existente en el segmento pymes es coherente con la mayor tasa de *switching*[10] registrada en este segmento en el periodo julio 2010 - junio 2011 entre comercializadores libres. Este aumento de los cambios, en la medida que esté reflejando una mayor competencia en este segmento, debería reflejar, supuestamente en los próximos periodos de análisis una reducción de los márgenes.

- El comparador web de ofertas de gas y electricidad presenta, desde su puesta en marcha (abril de 2011), un promedio de visitantes distintos al mes de más de 9.600 y a marzo de 2012, el comparador incluye más de 500 ofertas de 26 comercializadores distintos.

[10] Los cambios entre comercializadores libres aumentan significativamente en todos los segmentos, de tal forma que el 15% de los consumidores industriales suministrados en mercado libre al comienzo del año móvil, han cambiado de comercializador en el periodo julio 2010-junio 2011. Para el segmento pymes, esta cifra se ha situado en un 25%, y en un 10% para el segmento doméstico.

PARTE I: SITUACIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD

1. CONTEXTO REGULATORIO

En el período de análisis del presente informe (1 de enero de 2011– 30 de junio 2011), destacan las siguientes novedades regulatorias, con afectación sobre el mercado minorista de la electricidad:

- Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden ITC/606/2011, de 16 de marzo, por la que se determina el contenido y la forma de remisión de la información sobre los precios aplicables a los consumidores finales de electricidad al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Resolución de 28 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el primer trimestre de 2011.
- Resolución de 30 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el segundo trimestre de 2011.
- Resolución de 24 de mayo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 14 de mayo de 2009, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales.

En el ámbito de los grupos de trabajo de la Oficina de Cambios de Suministrador (OCSUM) se han publicado en el periodo temporal objeto de estudio, los siguientes procedimientos de impacto en el mercado minorista:

- Propuesta de Contrato de Acceso de Terceros a Redes, de Contrato Marco Distribuidores-Comercializadores y Memoria Explicativa de ambas propuestas, 30 de marzo de 2011.
- Procedimiento de verificación del efectivo consentimiento del consumidor, 19 de mayo de 2011.
- Con el fin de facilitar todos los procesos de cambio de suministrador a la vez que dar cumplimiento al Principio nº 2 de los Principios generales de los procedimientos de cambio de suministrador elaborados por la OCSUM y valorados positivamente por el consejo de la CNE[11], dentro del ámbito del Grupo de trabajo de la OCSUM (Subgrupo de Diagnóstico de Procesos), se ha establecido un procedimiento de cambio de suministrador con cambio de titularidad simultánea cuya puesta en aplicación por todos los distribuidores se ha materializado a mediados de julio de 2011, si bien a lo

[11] Informe de la CNE del 22 de diciembre de 2010, según el cual "El comercializador entrante actúa como interlocutor único del consumidor y es el único responsable de custodiar la documentación relativa a la conformidad del cliente".

largo del primer semestre de 2011, han convivido unos procedimientos transitorios elaborados por cada distribuidor y puestos en conocimiento de los comercializadores.

Avance segundo semestre 2011-primer trimestre 2012

En el ámbito de las propuesta normativas que impactan el mercado minorista de electricidad, el Consejo de la CNE aprobó en su sesión de 28 de octubre de 2011, el informe sobre el proyecto de Real Decreto (RD) por el que se modifica el RD 1955/2000, mediante el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, remitido por el Secretario de Estado de Energía.

La CNE valoró positivamente el objetivo de este proyecto de actualizar la normativa relacionada con el suministro, dado el nuevo marco regulatorio existente en el que se liberaliza el mercado minorista, desaparece el sistema de tarifas integrales y se crea el suministro de último recurso. Asimismo, se adecuan al nuevo marco normativo la regulación de las actividades de comercialización y la calidad y control de suministro. La propuesta trata de unificar las diferentes normas surgidas ante el nuevo escenario regulatorio, con la finalidad de facilitar la interactuación de todos los sujetos implicados y eliminar posibles ineficiencias en su aplicación.

Como parte del informe sobre el sector energético español, aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión del 7 de marzo de 2012, se ha indicado la necesidad de avanzar hacia un modelo plenamente liberalizado de los mercados minoristas de gas y electricidad en España, así como las condiciones necesarias para que esta transición se realice lo antes posible:

- Determinar el marco regulatorio que garantice la sostenibilidad económico-financiera del sistema, acorde con la aplicación de las medidas regulatorias propuestas en la PARTE I (para sector eléctrico) y en la PARTE II (para el sector gasista) del informe, y definir la fórmula de financiación de los déficits transitorios hasta obtener la convergencia de los peajes de acceso. Paralelamente, una vez que se establezcan los costes que deben incorporarse en los peajes de acceso, dichos precios deberán determinarse a partir de una metodología asignativa de costes, que sea objetiva y estable en el tiempo y permita avanzar hacia un escenario de suficiencia de los peajes.
- Aprobar los proyectos de Reales Decretos que modifican el Real Decreto 1955/2000 y el Real Decreto 1434/2002, ya informados por la CNE, en particular en cuanto a: regulación de los procedimientos de *switching* y capacidad de la CNE de dictar instrucciones a OCSUM, revisión y aclaración de las obligaciones de los comercializadores y derechos de los consumidores en relación con el suministro y sistema de gestión de las reclamaciones.
- Adoptar medidas para aumentar el grado de capacitación de los consumidores, tales como la mejora y difusión máxima del comparador de precios y la promoción de procesos de *switching* colectivos por parte de los consumidores domésticos, teniendo en cuenta que el primer cambio de suministrador tiende a ser el más importante para el cliente.

- Reforzar las potestades de la CNE en el ámbito de la supervisión de los precios finales minoristas de gas y electricidad, dotando al regulador de capacidad de dictar instrucciones y de control sobre las ofertas que se consideren excesivas.

Por último, el pasado mes de febrero de 2012, el "Council of European Energy Regulators, CEER" publicó la versión final de la "Guía de buenas prácticas en el diseño del mercado minorista de gas y electricidad, enfocado al cambio y facturación[12]". Esta guía comprende 13 recomendaciones entorno a los papeles y responsabilidades de los agentes en el mercado minorista de gas y electricidad, clasificadas en cuatro ámbitos: diseño de mercado, información, cambio de comercializador y facturación.

Como tema destacable, CEER recomienda que el modelo general del mercado esté centrado en el suministrador y que éste sea el principal punto de contacto (aunque no el único) con el consumidor. El suministrador debe gestionar la mayoría de los procesos con el consumidor como son el cambio de comercializador, facturación y entrada y salida. Además, como punto de contacto principal del consumidor, el suministrador debe redireccionar al consumidor al agente relevante cuando la cuestión planteada quede fuera de su ámbito de acción.

Esta guía de buenas prácticas, creada a partir de la respuesta de diversos agentes a una consulta pública planteada por CEER, trata de realizar una serie de recomendaciones con el fin de facilitar la creación de un mercado europeo armonizado como paso previo a un efectivo mercado interior.

[12] http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab3/C11-RMF-39-03_GGP-Retail-Market-Design_24-Jan-2012.pdf

2. INFORMACIÓN UTILIZADA

Este informe ha sido realizado a partir de la información contenida en las circulares 1/2005, 2/2005, 2/2004 de la Comisión Nacional de la Energía, así como del sistema SGIME, propio de la Comisión (en el anexo se detalla en más profundidad el contenido de cada una de estas fuentes de información).

Toda la información contenida en los anexos está incluida en tablas que aparecen en un orden idéntico al índice del presente informe.

3. GRADO DE AVANCE DE LA LIBERALIZACIÓN

A finales del primer semestre de 2011, el número total de suministros de electricidad en el mercado minorista[13] español supera los 27,5 millones[14]. Del total del mercado minorista español, casi 26,7 millones (que suponen el 96,9% de los mismos) con un consumo agregado del 35% de la energía, corresponden al segmento doméstico, 0,83 millones (3%) con un consumo del 22% al segmento Pymes y 20.892 suministros (0,08%) con un consumo del 43% al segmento industrial.

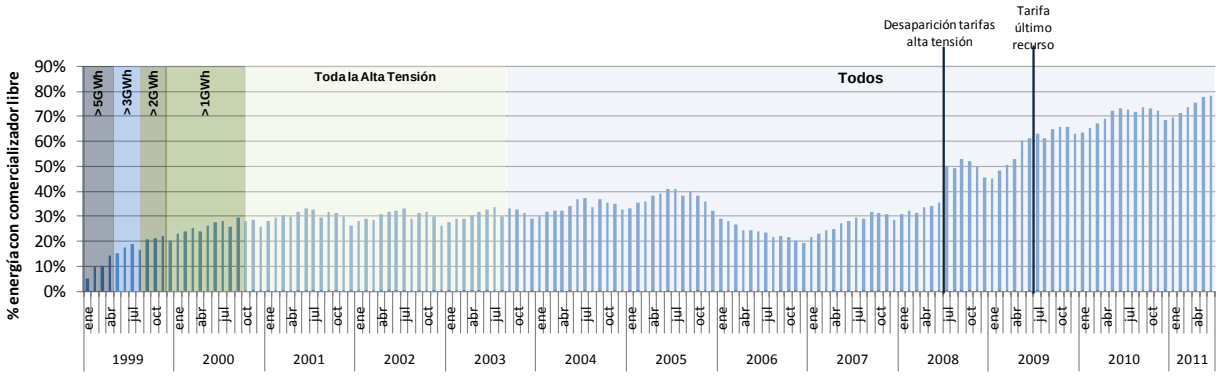


Gráfico 1. Porcentaje de energía suministrada a través de comercializador libre sobre el total del consumo[15] (con calendario elegibilidad y desaparición de tarifas). Fuente: Base de datos de liquidaciones eléctricas (SINCRO)

A 30 de junio de 2011, más de 6,7 millones de suministros (24,4% del total de los puntos de suministro del mercado minorista) que suponen un 75,2% del volumen de energía consumida, se suministran a través de comercializador libre[16]. Si se compara este dato con el presentado en el último informe minorista (a diciembre de 2010) se observa un avance de más de 1,17 millones de puntos de suministro en mercado libre en el primer semestre de 2011.

Estos nuevos suministros en mercado libre (más de un 4% del total del mercado) sólo representan un avance en energía consumida a través de comercializador libre de 2,5 puntos básicos en el primer semestre de 2011. Este hecho parece indicar, que son los puntos de suministro más pequeños los que están liderando, en el primer semestre de 2011, la actividad liberalizadora, lo que resulta lógico teniendo en cuenta que la mayor parte de los consumidores con potencia instalada de más de 10kW ya se encontraban en mercado libre a finales del año 2010.

[13] El mercado minorista incluye tanto la venta a través de comercializador libre como la realizada a través de comercializador de último recurso.

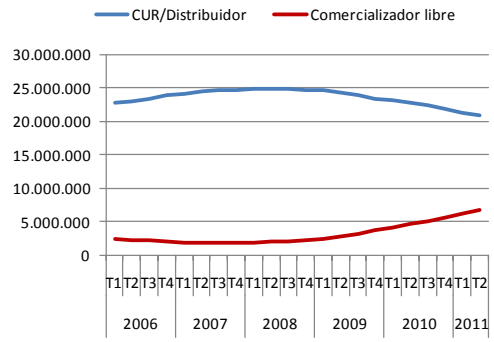
[14] Datos tomados de las cinco mayores empresas distribuidoras del país.

[15] Datos peninsulares.

[16] El mercado a través de comercializador libre también se denomina (a efectos de este documento) mercado libre o mercado. Nótese sin embargo, que a partir del 1 de Julio de 2009 con la desaparición de la tarifa regulada desaparece también el mercado regulado. A partir de entonces, todos los intercambios de energía tienen lugar en mercado de libre competencia. Por ello, la denominación del mercado a través de comercializador libre como "mercado libre", sin incluir los suministros a tarifa de último recurso, no es precisa.

En las gráficas siguientes se puede observar la evolución histórica de los suministros y energía consumida a través de comercializador libre respecto al total del mercado minorista de electricidad.

Nº de suministros



Porcentaje del nº de suministros

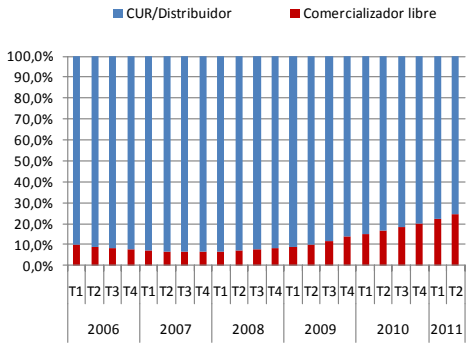
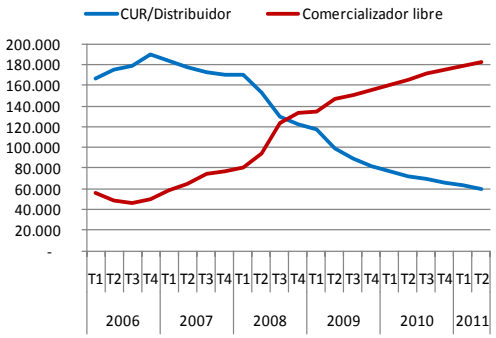


Gráfico 2. Evolución del número de suministros: CUR/distribuidor y comercializador libre.Fuente: SICE-distribuidores

Volumen de energía (GWh)



Porcentaje del volumen de energía (GWh)

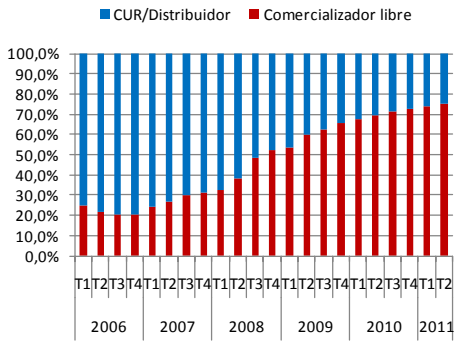


Gráfico 3. Evolución del volumen de energía (GWh): CUR/distribuidor y comercializador libre. Fuente: SICE-distribuidores

3.1 Análisis en función del segmento

A lo largo del presente informe se ha utilizado la clasificación de clientes atendiendo al tipo del punto de suministro, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 7 del RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico[17].

A finales de junio de 2011 un 22,3% de los puntos de suministro del segmento doméstico (un 32,5% en términos de energía) son suministrados en mercado libre. En el segmento pymes, casi un 89,4% de los suministros y más de un 95% en términos de energía son suministrados a través de comercializador libre. Es significativo que a pesar de los avances a favor de la comercialización libre en este segmento (a junio de 2010, 20,5% de los suministros de este segmento se suministraban a través de un CUR), más de un 10% de los clientes del segmento pymes aún son suministrados por un comercializador de último recurso, si bien es cierto que dichos clientes movilizan menos del 5% de la energía del segmento[18].

En el segmento industrial, el 1,5% de los suministros (el 0,3% en términos de energía) continúa siendo suministrado por un CUR.

[17] Suministros tipo DOMÉSTICOS: hacen referencia a puntos de suministros tipo 5, esto es, puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.

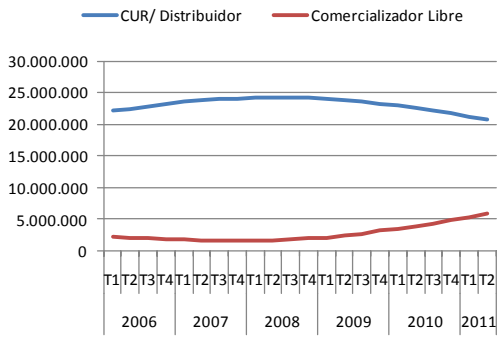
Suministros tipo PYMES: hacen referencia a puntos de suministro tipo 3 y 4: Tipo 3: son puntos de medida situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 450 kW y superior a 50 Kw. Tipo 4: son puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.

Suministros tipo INDUSTRIALES hacen referencia a puntos de suministro tipo 1 y 2: Tipo 1: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW. Tipo 2: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW e inferior a 10 MW.

[18] Nótese que desde el 1 de julio de 2009, estos consumidores no tienen derecho a TUR (tarifa de último recurso) y están sometidos por tanto, a tarifas con recargo (tarifas transitorias de carácter disuasorio).

DOMÉSTICO

Nº de suministros



Energía (GWh)

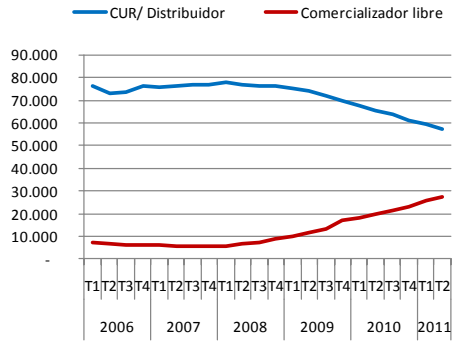
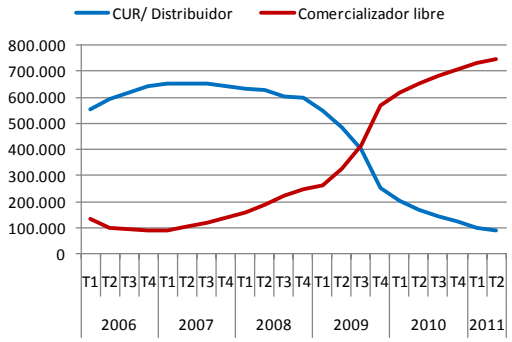


Gráfico 4. Evolución del número de suministros domésticos y del volumen de energía a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre. La energía corresponde a años móviles. Fuente: SICE-distribuidores

PYMES

Nº de suministros



Energía (GWh)

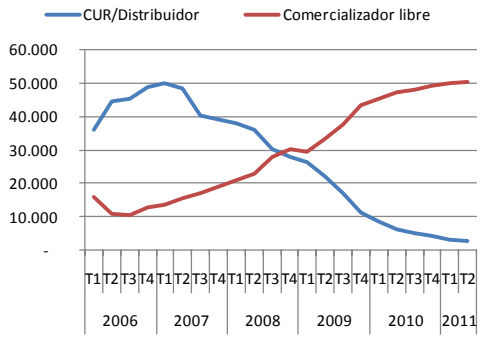
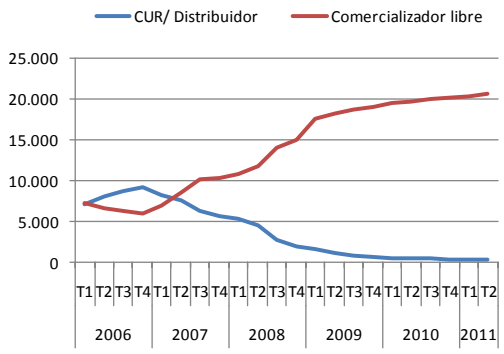


Gráfico 5. Evolución del número de suministros y del volumen de energía anual (GWh) a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre del segmento pymes. La energía corresponde a años móviles. Fuente: SICE-distribuidores

INDUSTRIAL

Nº de suministros



Energía (GWh)

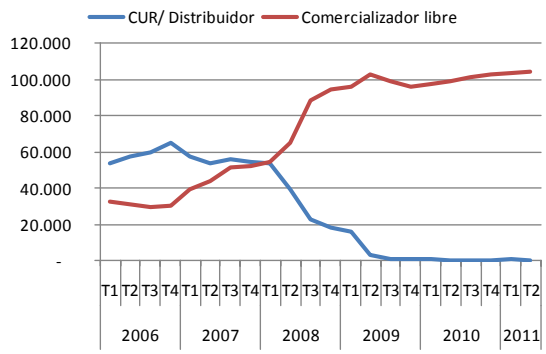


Gráfico 6. Evolución del número de suministros y del volumen de energía anual (GWh) a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre del segmento industrial. La energía corresponde a años móviles. Fuente: SICE-distribuidores

Como conclusión del análisis en función del segmento se puede afirmar que:

- El grado de avance de la liberalización es diferente en función del segmento de consumidores del que se trate. En particular dicha liberalización está condicionada por la presencia o no de la tarifa de último recurso.
- Cabe destacar que casi el 80% de los puntos de suministro con derecho a tarifa de último recurso (Peajes 2.0A y 2.0DHA) sigue siendo suministrado por un CUR a 30 de junio de 2011 mientras que, únicamente el 17% de los consumidores domésticos sin derecho a TUR son comercializados por un CUR.

	Comercializador libre	CUR	Total general
2.0A	20%	80%	100%
2.0NA-DHA	12%	88%	100%
2.1A	82%	18%	100%
2.1DHA	88%	12%	100%
Total general	**22%**	**78%**	**100%**

Cuadro 1. % del total de puntos de suministro del mercado minorista suministrados a través de CUR y a través de comercializador libre del segmento doméstico clasificado por tarifa de acceso a 30 de junio de 2011.

- A pesar de lo comentado en el punto anterior, el incremento del número de consumidores domésticos suministrados a través de comercializador libre durante el primer semestre de 2011 ha sido de más de 1,1 millones (un 97% del total de incrementos del primer semestre de 2011), que si bien representa un pequeño porcentaje del total de consumidores, sí denota un esfuerzo de captación por parte de los comercializadores.

3.2 Análisis en función del distribuidor

Si se analiza el progreso de la liberalización dentro de la red de cada empresa distribuidora para tres fechas distintas (segundo trimestre de 2009, 2010 y 2011) se observa que para el segundo trimestre de 2009 (fecha previa a la entrada en vigor de la Tarifa de Último Recurso), el volumen de energía en mercado libre respecto del total de energía suministrada en las distintas redes de distribución se encontraba, en términos medios, en el entorno del 65%. La cuota de energía más baja la presentaba Endesa Distribución Eléctrica, S.L con una 57% del volumen de energía suministrado en su red en mercado libre. La más alta correspondía a Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A. con un 83,3% además, esta red también presentaba la cuota más alta de número de suministros en mercado libre (28,1%).

El porcentaje más bajo de suministros en mercado libre correspondía a E.On Distribución, S.L. con un 3,3% de los suministros en mercado libre. No obstante, éstos 3,3% puntos de suministro en mercado libre de la red de E.On consumían un 66% del volumen de energía de la red.

A finales de junio de 2011, la cuota media de energía en mercado libre en las cinco redes de distribución es de casi el 80% (15 puntos porcentuales más alta que dos años antes).

En términos de volumen de energía la cuota más alta en mercado libre sigue siendo para Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A. con un 91,3% de su volumen de energía en mercado libre (un 52,6% en número de suministros). La más baja también la sigue ostentando Endesa Distribución Eléctrica, S.L con un 71,5% en volumen de energía en mercado libre.

3.3 Análisis en función del comercializador

En general, los comercializadores libres aumentan, en términos absolutos, su cartera de clientes suministrados en el primer semestre del año 2011.

La empresa comercializadora del grupo Iberdrola es, desde el tercer trimestre de 2010, la compañía con mayor número de suministros en mercado libre. Iberdrola incrementa un 31% sus suministros en mercado libre en el primer semestre del año 2011 sobrepasando por primera vez los 3 millones de puntos de suministro en mercado libre. Esos 3.119.115 puntos de suministro suponen un 46,5% en cuota de suministros en mercado libre, frente a los 2.065.662 suministros de Endesa con una cuota de suministros del 30,8% en mercado libre. No obstante, en términos de consumo de energía, Endesa sigue liderando la comercialización libre con casi un 37% del total del mercado libre. Además, la cuota de energía agregada de las comercializadoras independientes es la que más avanza en los últimos seis meses, pasando de un 14,83% a finales del año 2010 a 15,64% a finales de junio de 2011.

En términos relativos, E.On Energía, S.L. es el comercializador (entre los que tienen cuotas significativas) que más incrementa el número de clientes en el primer semestre del año 2011, creciendo un 68% en lo que va de año.

Endesa	Iberdrola	GNF	EDP	E.On	Otros	Nexus	Enèrgya-VM	ALPIQ	Fortia	Total general
2.065.662	3.119.115	818.185	470.600	154.155	50.372	17.092	10.019	1.996	97	6.707.293
31%	47%	12%	7%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	100%

Cuadro 2. Número de suministros y % de número de suministros suministrados a través de comercializador libre a 30 de junio de 2011. Fuente: SICE-distribuidores

NOTA: Solo están representadas las comercializadoras con una cuota de energía en mercado libre superior al 1%

Endesa	Iberdrola	GNF	EDP	Otros	Fortia	E.On	ALPIQ	Enèrgya-VM	Nexus	Total general
67.378	40.439	25.905	17.279	7.147	11.221	3.089	5.006	2.586	2.612	182.661
37%	22%	14%	9%	4%	6%	2%	3%	1%	1%	100%

Cuadro 3. Volumen de energía (GWh) y % de energía suministrada a través de comercializador libre a 30 de junio de 2011. Fuente: SICE-distribuidores

NOTA: Solo están representadas las comercializadoras con una cuota de energía en mercado libre superior al 1%

3.3.1 Cuota de los comercializadores en mercado libre en función del segmento

En términos de número de suministros, se observa que:

- A 30 de junio de 2011, el comercializador del grupo Iberdrola mantiene el primer puesto en número de clientes en el segmento doméstico con una cuota de suministros en mercado libre de 48% frente a un 43,7% que mantenía a finales del año 2010. Parece que este incremento ha sido motivado por un detrimento de las cuotas del segmento doméstico de las comercializadoras del grupo Endesa y EDP.
- Asimismo, el comercializador del grupo Iberdrola mantiene el primer puesto en cuota de puntos de suministro en mercado libre en el segmento pymes con una cuota de 36%. No obstante, su cuota decrece respecto la que tenía a finales del año 2010 (38%). Enèrgya-VM también sufre un detrimento de su cuota de mercado en este segmento pasando de un 1,2% a finales de 2010 a un 0,9% a finales del primer semestre de 2011. Las comercializadoras del grupo Endesa incrementan ligeramente su cuota conjunta en esta primera mitad del año 2011.
- En el segmento industrial, siguen siendo los comercializadores del grupo Endesa las que cuentan con el mayor número de suministros (con un 35,5% del total de los suministros en este segmento). En general, las cuotas de los comercializadores en este segmento se mantienen estables respecto a Diciembre de 2010.

Si se analiza la cuota de energía de cada comercializador, no se observan variaciones significativas respecto a diciembre de 2010. El comercializador del grupo Iberdrola sigue liderando el consumo en el segmento doméstico (con una cuota de energía del mercado libre de 41%) mientras que en los segmentos pymes e industrial lo hacen los comercializadores del grupo Endesa (con unas cuotas conjuntas de energía del mercado libre de 37% y 38%, respectivamente).

3.3.2 Diversificación de la cartera de los comercializadores por segmento

De acuerdo con la cartera de energía de la que dispone cada comercializador en el segundo trimestre de 2011 las ventas de energía se reparten, en términos medios, entre un 15% en el segmento doméstico, un 28% en el segmento pymes y un 57% en el segmento industrial. Respecto a diciembre de 2010, se observa una tendencia a incrementar el peso de la cartera en el segmento doméstico en detrimento del peso de la cartera industrial. Este hecho es coherente con el estadio del proceso de liberalización del mercado, ya que una vez que los segmentos industrial y pymes se han liberalizado, es en el segmento doméstico donde se están realizando los mayores esfuerzos liberalizadores. Nótese que el 97% de los nuevos puntos de suministro en mercado libre de la primera mitad del año 2011 pertenecen al segmento doméstico.

- Endesa mantiene unos porcentajes de diversificación por segmento no muy alejados de la media.
- El comercializador del grupo Iberdrola muestra una mayor actividad relativa en el segmento doméstico (con un 24% de su cartera de energía en este sector) y en pymes (34%). En esta primera mitad del año 2011 se observa una tendencia a intensificar el peso de su cartera doméstica desplazando el peso de su cartera pymes e industrial a favor de la cartera del segmento doméstico.
- Los comercializadores del grupo Gas Natural Fenosa mantienen en líneas generales, los porcentajes de diversificación que ostentaban a finales del año 2010. Estos comercializadores continúan con un peso relativo mayor de su cartera de energía en el segmento pymes (36%).
- Se observa una tendencia a intensificar la cartera doméstica (19%) y pymes (52%) de E.On en detrimento de la cartera industrial (28%).
- Los comercializadores de Fortia (100%), EDP (74%), Alpiq (94%) y Otros (72%) son los que orientan con mayor intensidad su comercialización al segmento industrial y no muestran variaciones significativas respecto a finales de 2010.

3.3.3 Cuota de los comercializadores por zona de distribución (Fidelización).

Si se analiza la fidelización de los consumidores al comercializador perteneciente al mismo grupo empresarial del distribuidor (zona natural de mayor influencia), se puede observar el grado de apertura del mercado libre en las distintas áreas de distribución.

- A 30 de junio de 2011, se mantiene en líneas generales el escenario de fidelización (tanto en número de suministros como en volumen de energía) publicado en el último informe minorista a diciembre de 2010.
  Si bien se puede apreciar en el primer semestre de 2011, una ligera tendencia a la reducción de la fidelización de los consumidores en las distintas zonas de distribución, aún se puede afirmar que existe una concentración de cuota por parte de los comercializadores tradicionales en los "mercados naturales" donde operan las distribuidoras de su mismo grupo empresarial, con cuotas del comercializador

incumbente[19] entre el 60%-91%,y el 41%-68% medidas en número de suministros y volumen de energía, respectivamente. La excepción continúa siendo E.On con una cuota de energía comercializada en su red de 20%.

Si se analiza la fidelización por segmento, en cuota de número de suministros y volumen de energía a finales del primer semestre de 2011, se observa lo siguiente:

- En todos los segmentos se aprecia una tendencia a reducir el grado de fidelización respecto a diciembre de 2010. Para todos los segmentos y distribuidores, las cuotas (tanto medidas en energía como en número de suministros) de fidelización son menores que las observadas en el último informe minorista.
- No obstante, en el segmento doméstico las cuotas de fidelización continúan siendo especialmente altas con valores que oscilan entre los siguientes valores mínimos y máximos:
  - El 60% en la red de Unión Fenosa Distribución, S.A. y el 92% en la red de de HC Distribución, S.A. medida en número de suministros y,
  - El 52% en la red de Unión Fenosa Distribución, S.A. y el 87% en la red de de HC Distribución, S.A. medida en volumen de energía.
- El grado de fidelización para los segmentos pymes e industrial (donde los ahorros por cambio de suministro son mayores) es menor que en el segmento doméstico.

A la luz de estos análisis se puede concluir que la oferta de los comercializadores libre distintos del incumbente es más fuerte en los segmentos pymes e industrial, mientras que en el segmento doméstico, se mantiene una fuerte presencia de los comercializadores incumbentes. Éstos continúan dominando las zonas geográficas correspondientes a sus redes de distribución.

Esta situación también parece indicar que para los segmentos pymes e industrial donde el ahorro potencial de cambio de comercializador es mayor[20], existe una menor tendencia de los consumidores a quedarse en el comercializador incumbente, a favor de la oferta de mercado más competitiva.

3.3.4 Diversificación de la cartera de los comercializadores por zona de distribución

De forma complementaria al apartado anterior, en este punto se analiza cómo los comercializadores diversifican geográficamente su cartera de clientes, centrando sus esfuerzos comerciales en sus "mercados naturales" o bien en áreas geográficas ajenas en las que no operan las distribuidoras de su grupo empresarial. Con carácter general, no se observan diferencias significativas respecto a los datos publicados en el último informe minorista:

[19] Se considera comercializador incumbente a aquel perteneciente al mismo grupo empresarial que el distribuidor de una determinada zona geográfica.

[20] Esta diferencia de ahorros estaría en consonancia con los resultados obtenidos a través del comparador de ofertas de la CNE (www.comparador.cne.es) vigente desde abril 2011. Donde la diferencia entre las oferta más caras y las más baratas es mayor para potencias contratadas mayores.

- A finales del primer semestre de 2011, todos los comercializadores continúan teniendo la mayor parte de su cartera en términos de número de suministros en la zona geográfica de la distribuidora de su mismo grupo. En términos de energía ocurre lo mismo, a excepción de las comercializadoras del Grupo EDP y E.On
- A pesar de lo anterior, todos los comercializadores mantienen la tendencia a diversificar las zonas de su actividad (midiendo la actividad en número de suministros). En cuanto a la cartera de energía, todos los comercializadores a excepción de los del grupo EDP, disminuyen la concentración de su cartera de energía en su zona de distribución.

Si el análisis se realiza para cada segmento de consumo en términos de cartera de suministros y energía, se observa que:

- En el segmento doméstico aunque la diversificación avanza sigue siendo limitada, especialmente en los casos de Iberdrola y Endesa donde en ambos casos, un 86% de los suministros de sus comercializadores los captan en la red de la distribuidora de su grupo empresarial (un 81% y 86%, respectivamente si se mide la diversificación en volumen de energía) No obstante, se observa un incremento sustancial de la diversificación de los comercializadores de E.On pasando de un 85% de puntos de suministro comercializados en su red a un 68% seis meses después.
- En el segmento pymes e industrial al igual que en el segmento doméstico se observa una tendencia a la diversificación con cuotas de concentración menores a las observadas en el segmento doméstico. Aún así, en el caso de Endesa e Iberdrola la cartera de clientes y energía para estos dos segmentos, continua estando muy concentrada en su zona de distribución con cuotas mayores al 77%.

La menor concentración de la cartera pymes e industrial de cada comercializadora en su zona natural de distribución parece indicar un mayor esfuerzo de captación de los comercializadores en estos segmentos (en relación al doméstico). Esto puede ser debido a que en estos últimos segmentos, se obtienen unos mayores márgenes, o bien que la relación éxito/esfuerzo de captación de clientes en estos segmentos es mayor.

3.4 Análisis por tipo de suministro (suministros sólo electricidad vs duales)

Si se analiza la evolución trimestral de la cuota de suministros duales[21] respecto al total de suministros de cada comercializador desde el primer trimestre de 2006 hasta el segundo trimestre de 2011, se puede observar que las empresas con mayor porcentaje de suministros duales son el grupo EDP (60%) y los comercializadores del grupo Gas Natural Fenosa (35%), mientras que otros como E.On energía no comercializan este tipo de suministros.

En el caso de Gas Natural Fenosa se observa una progresiva reducción en la cuota de suministros duales desde el primer semestre de 2006 con una cuota de suministros duales del 64% hasta el 23% presentada en el tercer trimestre de 2010. Este descenso, más acusado

[21] Se entiende por suministro dual aquel cuyo contrato está sujeto a la contratación conjunta de una fuente complementaria de energía (habitualmente gas con electricidad)

desde el año 2009, ha podido estar motivado por un aumento de la base de clientes eléctricos sin derecho a TUR que pasaron de la CUR a un comercializador libre del grupo Gas Natural Fenosa debido al carácter disuasorio de las tarifas transitorias (TUR + recargo). Este aumento de la base de clientes eléctricos en mercado libre pudo diluir el porcentaje de suministros duales de Gas Natural Fenosa. Sin embargo, desde el primer semestre de 2011 esta tendencia se invierte, posiblemente motivada por el paso a mercado libre de clientes más pequeños que buscan los ahorros del suministro dual (35% de contratos duales en el segundo trimestre de 2011 frente a un 21% seis meses antes).

	2006				2007				2008				2009				2010				2011	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
E.ON	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
END	17%	18%	20%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	18%	18%	17%	17%	16%	15%	15%	14%	15%	15%	15%	15%	15%
GN-UF	64%	65%	65%	65%	63%	62%	60%	59%	55%	52%	49%	51%	50%	48%	40%	29%	26%	23%	23%	21%	32%	35%
HC-NAT	91%	91%	92%	84%	83%	82%	80%	79%	77%	78%	79%	82%	81%	63%	61%	60%	59%	60%	61%	60%	59%	60%
IBL	19%	19%	19%	19%	16%	15%	15%	14%	14%	13%	11%	10%	8%	7%	6%	5%	6%	9%	13%	14%	16%	17%

Cuadro 4. Evolución del porcentaje de suministros duales por comercializador. Fuente: SICE-comercializadores

3.5 Análisis de los suministros en CUR sin derecho a TUR

Según información proporcionada por las CUR a la CNE, a finales de Febrero 2012, **62.310** puntos de suministro sin derecho a TUR están siendo suministrados por un CUR a precio disuasorio. Esta cifra implica un descenso del 32% respecto a la última información publicada (a fecha mayo de 2011), donde 91.748 puntos de suministros sin derecho a TUR eran suministrados por un CUR.

Dentro de estos 62.310 puntos de suministro se encuentran aquellos puntos que no han conseguido un contrato de suministro en mercado libre desde el 1 de julio de 2009 y aquellos, que no teniendo derecho a TUR, se encuentran transitoriamente sin contrato en mercado libre.

De acuerdo con lo propuesto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, los distribuidores están proporcionando mensualmente a la OCSUM un listado con estos puntos de suministro, para que dicha información sea accesible a todos los comercializadores, con el fin de facilitar la realización de ofertas a dichos clientes a precio libremente negociado.

3.6 Incrementos y cuotas incrementales de suministro en mercado libre: Análisis en función del segmento

Como ya se ha citado, el número de consumidores suministrados a través de comercializador libre continúa con la senda creciente iniciada en 2008. Los suministros en mercado libre registrados a 30 de junio de 2011 se han incrementado en más de 1,17 millones en los últimos seis meses (aproximadamente, 1,1 millones representarían cambios de CUR a comercializador libre y los 0,07 millones restantes serían de nuevos suministros) hasta alcanzar los 6,7 millones. En términos de energía, estos 6,7 millones de suministros consumen un 75,2 % del total de la energía del sistema (72,7%, seis meses antes).

De los puntos de suministro que han pasado a ser suministrados a través de comercializador libre en los últimos seis meses (más de 1,1 millones), 97% corresponden al segmento doméstico y el 3% restante al segmento pymes. El paso a comercializador libre en el segmento industrial es en valor relativo poco significativo, ya que la mayoría de los puntos de suministro de este segmento ya eran suministrados a través de comercializador libre a diciembre de 2009.

3.7 Incrementos y cuotas incrementales de suministro en mercado libre: Análisis en función del comercializador

En los últimos seis meses, el comercializador del grupo Iberdrola continúa con su tendencia de crecimiento. Obsérvese que del incremento de 1,17 millones a través de comercializador libre registrados en los seis primeros meses del año, un 63% son suministrados por el comercializador del grupo Iberdrola.

Enèrgya-VM destaca por ser el único comercializador que ha reducido su base de clientes en todos los segmentos.

Los comercializadores de los grupos E.On, Endesa y Gas Natural Fenosa incrementan ligeramente su participación en el incremento de puntos de suministros a través de comercializador libre respecto al mismo dato del año 2010. Por el contrario los comercializadores del grupo EDP se llevan un porcentaje menor del total del incremento de puntos de suministro en mercado libre (3%) respecto al incremento del año 2010 (7%).

En términos de energía el mayor avance durante la primera mitad del año 2011 al igual que durante el 2010 corresponde al comercializador del grupo Endesa[22].

3.7.1 Análisis en función del comercializador y segmento

Es interesante analizar el reparto de los nuevos puntos de suministro en mercado en función del tipo de cliente y comercializador libre.

Para el análisis de los incrementos de suministros en el primer semestre de 2011 por comercializador, se han analizado por separado los incrementos (comercializadores que incrementan su base de clientes) de los decrementos (comercializadores que minoran su base de clientes):

- En el apartado de incrementos, destaca que el 66% de los nuevos puntos de suministro del segmento doméstico son suministrados por el comercializador del grupo Iberdrola. No obstante, en el segmento pymes e industrial, se observa una desaceleración de la actividad de captación de puntos de suministro del comercializador del grupo Iberdrola con solo un 1% y 11% de participación en los nuevos suministros de los citados segmentos (un 16% y 38% a finales de año 2010). Estos datos parecen indicar que el crecimiento de Iberdrola en mercado libre se sustenta en movimientos de la CUR de su grupo a su comercializador libre y una vez que la liberalización de los segmentos más

[22] Es necesario matizar que no es posible distinguir si el mayor incremento de energía por parte de Endesa proviene de nuevos clientes captados durante la primera mitad del año 2011 o un mayor consumo de la base ya instalada de clientes.

grandes ya se ha hecho efectiva, el crecimiento de la comercializadora del grupo en estos segmentos no es tan significativo.

- Destacan también los comercializadores del grupo Endesa con un 55% de los incrementos de suministro en el segmento pymes (respecto a un 33% de los incrementos del año 2010) y el 26% de los comercializadores del grupo Gas Natural Fenosa (mantiene la cuota de participación en nuevos puntos de suministro del año 2010).
- En el segmento industrial, el 25% de los nuevos suministros corresponden a los comercializadores de Nexus.

Al comparar estas cuotas de participación en el total de los nuevos puntos de suministro por segmento, con la cuota de mercado por segmento que cada comercializador tenía a finales de 2010, se podría deducir si el crecimiento de los comercializadores en los distintos segmentos durante los primeros seis meses del año, corresponde a un crecimiento homogéneo o a una estrategia de penetración en determinados segmentos de mercado:

- En dicho sentido, el comercializador del grupo Iberdrola está creciendo en cuota de mercado en el segmento doméstico ya que su cuota de participación en los nuevos puntos de suministro en este segmento (66%) es mayor que su cuota de puntos de suministro en mercado que tenía en este segmento a diciembre de 2010 (43,7%).
- En el segmento pymes son Endesa, Gas Natural y E.On las que están incrementando su cuota de mercado, llevándose el 55%, 26% y 5% respectivamente, de los nuevos puntos de suministro en este segmento e incrementando las cuotas de puntos de suministros de este segmento en mercado que tenían seis meses antes (31,7%, 18,2%, 3,9% respectivamente)
- En el segmento industrial, son los comercializadores de Nexus los que se llevan el 25% de los nuevos puntos de suministro frente a una cuota de mercado que presentaba a finales de 2010 de 2,2% del total de puntos de suministro en este segmento.

El análisis del incremento semestral en términos de energía ofrece conclusiones similares[23].

3.7.2 Análisis en función del comercializador y zona de distribución

En este punto se analizan los incrementos semestrales de puntos de suministro en función de si estos se han producido en la zona de distribución propia o ajena al grupo empresarial del comercializador. Se observa lo siguiente:

- Los comercializadores del grupo de Gas Natural Fenosa continúan siendo los que más incrementan, en términos relativos, su número de consumidores en la red ajena al grupo. Un 84% de sus nuevos puntos del primer semestre de 2011, se han dado de alta en una red de distribución ajena al grupo. Este dato semestral es es mayor al que presentó a finales de 2010 (73%). Esto se podría explicar por las sinergias de la comercialización de electricidad con su consolidada red de gas a nivel nacional. De

[23] De nuevo conviene matizar que no es posible distinguir si el mayor incremento de energía proviene de nuevos clientes captados durante 2010 o un mayor consumo de la base ya instalada de clientes.

hecho como se observó en el apartado 3.4 el número de ofertas duales del grupo GNF ha incrementado en los primeros seis meses de 2011.

- Para los comercializadores de E.On la mayoría de los nuevos puntos de suministro de los seis primeros meses del año (54%) también se han producido en una red ajena al grupo. Este porcentaje de incrementos en una red ajena sobre el total de incrementos, es mayor que el que presentaban a finales de 2010 (23%).
- En el resto de comercializadores, la mayor parte del incremento de número de consumidores se produce en las redes de distribución de su propio grupo empresarial, lo cual parece indicar que el esfuerzo comercial es más intenso (o al menos más exitoso) en las áreas geográficas donde operan las distribuidoras de su propio grupo empresarial. No obstante, todos ellos presentan un ligero incremento en el porcentaje de nuevos puntos de suministro en la red ajena al grupo respecto del que ostentaban a finales de 2010. Lo que indica una tendencia de los comercializadores a diversificar en zonas de distribución distintas a la red de su grupo.

3.8 Análisis en función de la CCAA

Si bien en el documento anexo en formato Excel se ofrece información detallada por provincia del grado de avance de la liberalización en España, se incluyen a continuación los hechos más relevantes en relación a dicho análisis en función de las comunidades autónomas[24].

- A 30 de junio de 2011, las Comunidades Autónomas (CCAA) con un mayor número de puntos de suministro, superior a 4 millones, continúan siendo Andalucía y Cataluña, mientras que las de menor número son, La Comunidad Foral de Navarra y La Rioja. En términos de consumo anual, el ranking lo lidera Cataluña, con más de un 17,6% de la demanda total y Andalucía con un volumen de consumo mayor al 14%. A su vez, las de menor consumo son, de nuevo, Extremadura (1,6%), Cantabria (1,6%) y La Rioja (0,7%). El tercer puesto en volumen de consumo anual lo ocupa la Comunidad de Madrid y en términos de número de suministros la Comunidad Valenciana.
- Como se ha señalado anteriormente, a finales de junio de 2011, el 75,2% del consumo en términos de energía se hacía a través de comercializador libre. En este sentido cabe destacar que CCAA como Asturias, País Vasco y Navarra y Cantabria, comunidades con un elevado peso del suministro a consumidores industriales y Pymes, se suministran con cuotas superiores al 80% a través de comercializador libre y por el contrario, las CCAA de Islas Baleares, Islas Canarias y Andalucía, comunidades con un elevado peso del consumo doméstico, se suministran con cuotas a través de comercializador libre inferiores al 65%.
- En términos de número de suministros en mercado libre destaca especialmente Asturias donde más del 49% de los consumidores son suministrados ya a través de un comercializador libre. En todas las CCAA, se observa un aumento del número de suministros a través de comercializador libre en el período analizado con incrementos en torno al 11-35%.

[24] Las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla no están representadas en el análisis.

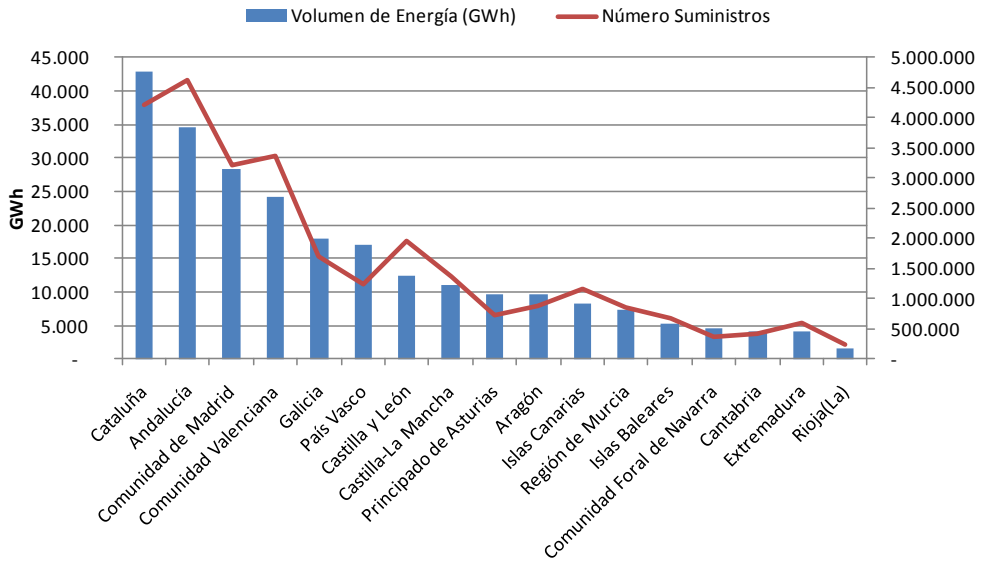


Gráfico 7. Consumo de energía eléctrica anual (GWh) y número de suministros por Comunidad Autónoma a finales del segundo trimestre de 2011. La energía corresponde a años móviles. Fuente: SICE – distribuidores

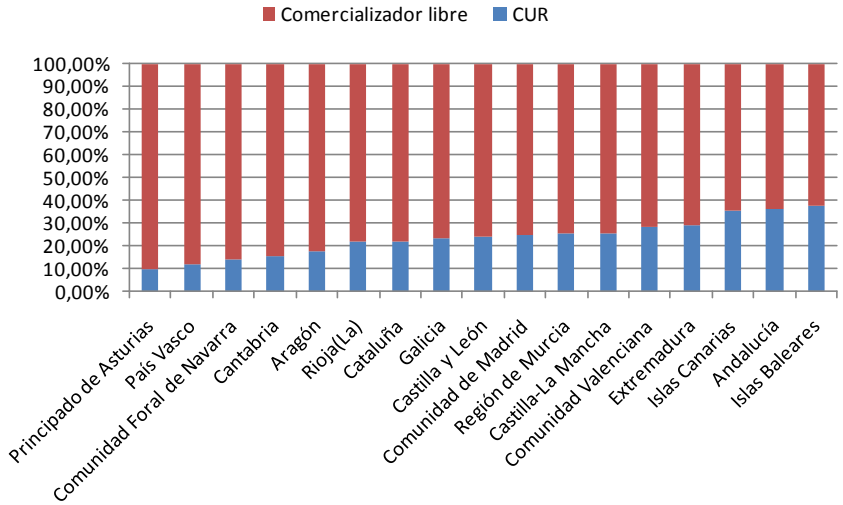


Gráfico 8. Porcentaje de energía anual suministrada a través de comercializador libre y a través de CUR/distribuidor por Comunidad Autónoma a finales del segundo trimestre de 2011. Fuente: SICE - distribuidores

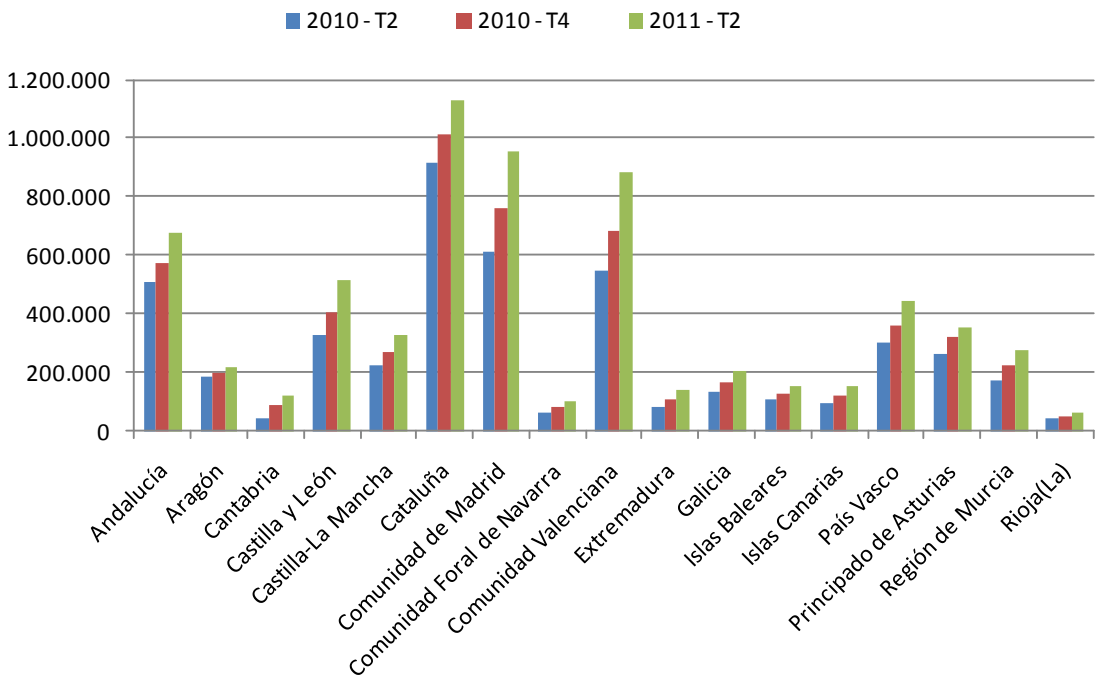


Gráfico 9. Evolución del número de suministros en mercado liberalizado por Comunidad Autónoma. Fuente: SICE – distribuidores

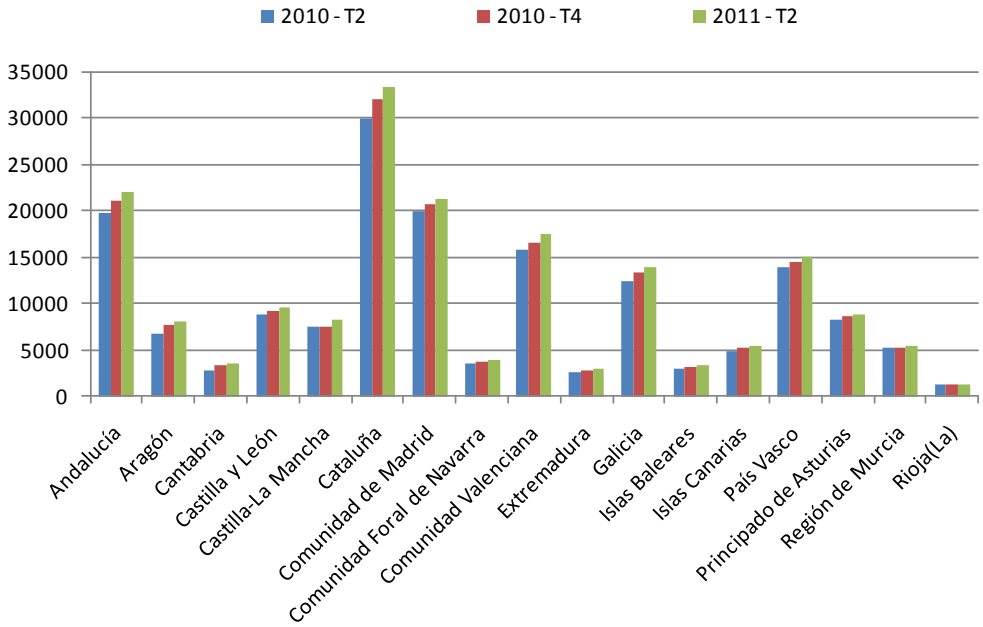


Gráfico 10. Evolución del volumen de energía anual (GWh) en mercado liberalizado por Comunidad Autónoma. La información corresponde a años móviles. Fuente: SICE – distribuidores

3.9 Comparativa europea: grado de movilidad

A continuación se incluye un análisis sobre el grado de movilidad en los distintos mercados minoristas de electricidad europeos. La información ha sido proporcionada por los reguladores nacionales a Vaasaett con fecha enero de 2012 a excepción de, los datos españoles que están recogidos a 30 de junio de 2011 y los datos de Gran Bretaña y Finlandia que son estimaciones de Ofgem y EMV, respectivamente.

La segunda columna muestra la proporción de clientes que son suministrados por el comercializador por defecto. Es decir, independientemente de la existencia de tarifas reguladas (cuarta columna), esta columna muestra la proporción de clientes que nunca se han movido del comercializador por defecto y siguen siendo suministrados por este comercializador a tarifas por defecto. En la tercera columna se muestra, la proporción de clientes que han escogido una tarifa en el mercado, ya sea con el comercializador por defecto u otro comercializador libre.

Como se puede observar, España ocupa un lugar medio en la comparativa. Además, en los países donde aún existe una tarifa regulada, el grado de movilidad es menor.

Pais	% de clientes en tarifas por defecto	% de clientes en tarifas libres	Existencia de tarifas reguladas (año de extinción)
Suecia	24%	76%	No
Bélgica	40%	60%	No (2007)
Noruega	40%*	60%	No
Alemania	45%	55%	No (2007)
Holanda	50%	50%	No
Irlanda	55%*	45%	No (2011)
Gran Bretaña	58%***	42%	No
Finlandia	65%****	45%	No
España*****	76%	24%	No (TUR < 10kW)
Italia	82%	18%	Si
Dinamarca	85%	15%	Si
Austria	90%	10%	No (2001)
Francia	94%	6%	Si
Portugal	94%	6%	SI (2013)
Republica Checa	96%	4%	No (2006)
Luxemburgo	98-99%	1-2%	No (2007)
Hungria	99-100%	0-1%	Si
Polonia	99-100%	0-1%	Si
Grecia	99-100%	0-1%	Si

* % de clientes domésticos con un contrato por defecto (aunque tal vez se hayan cambiado alguna vez y vuelto al contrato por defecto)
** % de clientes domésticos con el suministrador incumbente
*** Estimado por Ofgem
**** Estimado por EMV
***** A fecha 30 de junio de 2011

Cuadro 5. Estudio comparativo europeo sobre el grado de movilidad de los distintos mercados minoristas nacionales a enero de 2012. Fuente: Vaasaett.

3.10 Facturación total del sistema eléctrico

En este apartado se trata de estimar la facturación total del sistema eléctrico para el año móvil julio 2010 – junio 2011 a partir de la siguiente información:

- Volumen de energía anual suministrado y declarado por los distribuidores a través de la Circular 1/2005,
- Información sobre precios que declaran los comercializadores libres a través de la Circular 2/2005,
- Estimación del precio medio facturado por los comercializadores de último recurso y publicado en el Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos de la CNE.

Como se puede observar en el siguiente cuadro la estimación de la facturación total asciende a más de 28.638 millones de euros, sin incluir IVA ni impuesto especial de la electricidad.

	DOMÉSTICO			PYMES			INDUSTRIAL			TOTAL		
	ENERGIA (GWh)	PRECIO (€/kWh)	IMPORTE (M€)	ENERGIA (GWh)	PRECIO (€/kWh)	IMPORTE (M€)	ENERGIA (GWh)	PRECIO (€/kWh)	IMPORTE (M€)	ENERGIA (GWh)	PRECIO (€/kWh)	IMPORTE (M€)
CUR	57.320	0,159	9.120	2.618	0,197	517	318	0,197	63	60.256	0,161	9.700
LIBRE	28.898	0,156	4.496	51.241	0,126	6.480	105.413	0,076	7.961	185.552	0,102	18.938
TOTAL	86.218	0,158	13.616	53.860	0,130	6.997	105.731	0,076	8.024	245.808	0,117	28.638

Cuadro 6. Estimación de la facturación total del sistema eléctrico para el año móvil T3 2010 – T2 2011 por segmento de consumo. Fuente: SICE-distribuidores, SICE-comercializadores, CNE.

4. CAMBIOS DE COMERCIALIZADOR[25]

4.1 Cambios desde CUR a comercializador libre

Durante la primera mitad del año 2011, más de 1,16 millones de consumidores han solicitado el cambio de suministro de CUR a comercializador libre. Un 4,7% del total de las solicitudes han sido rechazadas, lo que supone una reducción frente al 7% de tasa de rechazos registrado en el 2010. Históricamente, se ha venido observando una mayor tasa de rechazos en el segmento industrial y pymes. No obstante, esa tendencia parece que desaparece en el T2 de 2011, con una tasa de rechazos trimestral muy similar en los diferentes segmentos (4%, 6% y 5% para el segmento industrial, pymes y doméstico, respectivamente).

El 95,3% de las solicitudes de cambio han sido aceptadas por lo que más de 1,1 millones de consumidores han dejado de ser suministrados por un CUR y han pasado a ser suministrados por un comercializador libre en la primera mitad de 2011. De estos 1,1 millones un 96,36% corresponde al segmento doméstico un 3,35% a pymes y el 0,02% restante al segmento industrial. En cuanto al distribuidor, el 57% de las solicitudes de cambio de suministro aceptadas se han realizado en la zona de distribución del Grupo Iberdrola.

El 99% de estos cambios se han tramitado sin sufrir ningún tipo de retraso y solo un 0,3% del total de solicitudes de cambio aceptadas han sufrido un retraso superior a 15 días. Estos valores de tasa de retrasos presentan una ligera mejoría respecto a los valores de 2010.

En la primera mitad del año 2011 se observa una tasa de retrasos ligeramente superior cuando el cambio se realiza hacia un comercializador que no pertenece al grupo de la distribuidora (2,2%) frente a los cambios que se realizan dentro del grupo de la distribuidora (0,6%). Destaca la red de E.On Distribución, S.L. con más de un 34% de retrasos en los cambios hacia comercializadoras que no pertenecen a su grupo. Estos retrasos han sido motivados por un problema en los sistemas de gestión comercial de la distribuidora. El sistema generaba un retraso de 1-3 días en todos los cambios de comercializador a una fecha fija. Dado que una comercializadora con un elevado número de solicitudes de cambio, demandaba el 100% de los cambios a una fecha fija, el porcentaje de retrasos en los cambios hacia una comercializadora que no pertenece al grupo empresarial de la distribuidora se disparó. El 2 de Noviembre de 2011, se implantó un nuevo sistema de gestión comercial y se espera que el porcentaje de retrasos en la red de E.On Distribución mejore a partir del cuarto trimestre de 2011.

Además, como se puede observar en el anexo, el 97% de los retrasos en la red de E.On son inferiores a 15 días, lo que es coherente con el fallo de su sistema de gestión comercial anteriormente descrito.

[25] La Información de cambios de comercializador tanto de CUR a comercializador libre como entre comercializadores libres que se recoge a través de la Circular 1/2005, incluye el número de solicitudes de cambio enviadas, el número de solicitudes de cambio aceptadas y el número de solicitudes de cambio rechazadas. La Circular 1/2005 no recoge información sobre el número de solicitudes realmente activadas. Los ratios de *switching* deberían construirse como el cociente entre el número de solicitudes activadas en un periodo temporal ente el número total de consumidores a fecha fin de ese periodo temporal. No obstante, dado que la diferencia entre el número de solicitudes de cambio aceptadas y las realmente activadas es del 1%, para efectos de este informe se va a tomar el concepto de solicitudes de cambio aceptadas como aproximación al concepto de solicitudes de cambio activadas.

Por otra parte se observa que los retrasos son más frecuentes a mayor tamaño de los puntos de suministro. Así, la tasa de retrasos de los segmentos industrial y pymes se encuentra en torno al 4% y para el segmento doméstico la tasa de retrasos no llega al 1%.

En general se sigue observando una mayor tasa de rechazos cuando el cambio se realiza a un comercializador no perteneciente al grupo empresarial de la distribuidora. Este hecho se pone de manifiesto para todas las distribuidoras en todos los segmentos a excepción de Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A. en el segmento pymes cuya tasa de rechazos es mayor dentro de su grupo. Esta mayor tasa de rechazos para los movimientos fuera del grupo de la distribuidora, se explican por una aplicación no homogénea de los procedimientos transitorios de cambio de comercializador con cambio de titularidad. No obstante, en julio de 2011 se implantó la solución definitiva acordada en OCSUM entre todos los comercializadores y distribuidores para el tratamiento de este tipo de cambios y se espera que en la segunda mitad del año 2011, las diferencia en las tasas de rechazo tanto dentro del grupo de la distribuidora como fuera de su grupo tiendan a desaparecer.

Efectuando el desglose por categoría de punto de suministro y distribuidora se observa que en líneas generales el porcentaje de rechazos de la primera mitad del año 2011 mejora en todos los casos y esta mejoría es más acusada en el segmento pymes e industrial. Si bien en estos segmentos, también existía un mayor margen de mejora. En el segmento pymes se ha pasado en los últimos seis meses de una tasa de rechazos de un 13% a un 5% y en el segmento industrial de un 17% a un 7%.

4.1.1 Rechazos y sus causas

El mayor porcentaje de rechazos en el primer semestre de 2011 (8%), corresponde a la red de Unión Fenosa Distribución, S.A., no obstante, se observa una mejoría significativa respecto a la tasa de rechazos que esta red presentaba en el año 2010 (19%).

El mayor número de rechazos en valor relativo sigue afectando precisamente a Unión Fenosa en el segmento doméstico y pymes con tasas del 7% y 13% respectivamente, así como a Iberdrola en el segmento pymes (14% de rechazos). No obstante, se observa una mejoría significativa respecto a los valores observados en el 2010 (Unión Fenosa presentaba una tasa de rechazos del 18% en doméstico y un 24% en pymes e Iberdrola un 24% en pymes).

En el segmento industrial también se observa una mejoría en la tasa de rechazos aunque para Unión Fenosa Distribución esta tasa de rechazos sigue siendo alta (25%). No obstante, hay que tener en consideración que en este segmento, la tasa de rechazos se produce sobre una base de solicitudes mucho menos significativa (1 solicitud rechazada frente a 4 solicitudes recibidas).

Entre las causas de rechazo de las solicitudes de cambio de suministro a través de CUR a suministro a través de comercializador libre realizadas en el primer semestre de 2011, desatacan las siguientes:

- “CIF/NIF de las solicitud No coincide con el CIF/NIF del Contrato en vigor” para Endesa Distribución Eléctrica, S.L., E.On Distribución, S.L., Unión Fenosa Distribución, S.A.:

- "Solicitud de ATR previa en curso" en el caso de E.On Distribución, S.L., Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A., Unión Fenosa Distribución e Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.
- "Potencias no normalizadas" y "Documentación Incompleta" en el caso de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.
- "CUPS no coincide con el CUPs del contrato regulado previo", "Potencia solicitada es mayor a potencia máxima autorizada (BIE)" e "Instalación no disponible al no estar finalizada la acometida en una salida directa de Mercado Libre" para Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.

Como se comentó en el último informe minorista publicado, según información recabada por esta Comisión, las empresas comercializadoras y distribuidoras coinciden en que los rechazos de cambio de comercializador están motivados en muchas ocasiones por errores procedimentales, falta de estandarización de los procesos de cambio, e incluso por la existencia de procedimientos transitorios de cambio[26]. Las distribuidoras y comercializadores continúan trabajando en la mejora de los procedimientos de solicitud de cambio y en los procesos de generación de las solicitudes, respectivamente, con el objetivo de minimizar estos errores.

En este ámbito cabe señalar que en el grupo de trabajo de Mejora de Procedimientos de Cambio de Suministrador de OCSUM ha elaborado a fecha agosto de 2011, un documento "Versión 0 de OCSUM de las Tablas de Motivo de Rechazo en los procesos de cambio de suministrador para los Sectores de Electricidad y Gas Natural". Estas tablas se espera que estén implementadas en el mes de febrero del próximo año. Además, OCSUM ha elaborado un documento con fecha 14 de Noviembre de 2011, disponible para los accionistas de la Oficina en el que se detalla la documentación solicitada por empresas distribuidoras de electricidad y gas para cada uno de los procesos de cambio. Este documento se espera que mitigue los rechazos motivados por "Documentación incompleta".

4.1.2 Retrasos y sus causas

En cuanto a los retrasos sigue siendo E.ON la distribuidora que declara un mayor porcentaje de retrasos en la primera mitad del año 2011 (10,4%) empeorando la tasa de retrasos que presentaba en el año 2010 (6,1%). Cabe destacar que el 100% de los retrasos de la red de E.On, se dan en el segmento doméstico.

Destaca además, como ya se ha comentado, el hecho de que el ratio de retrasos es en general superior cuando el cambio se realiza hacia un comercializador que no pertenece al grupo de la distribuidora que cuando el cambio se realiza dentro del mismo grupo de la distribuidora.

Entre los motivos de retraso argumentados por los distribuidores cabe destacar como causa más frecuente la descrita por Endesa Distribución Eléctrica, S.L. como "Incidencias en lecturas".

[26] Además, se ha puesto de manifiesto que en ocasiones la clasificación del rechazo generado de manera automática no se corresponde con el origen del mismo.

4.2 Cambios entre comercializadores libres

La tasa de cambios entre comercializadores puede servir como un indicador del grado de competencia entre los agentes que actúan en el mercado. Como puede observarse, el número de solicitudes se ha incrementado progresivamente desde el tercer trimestre de 2009. Como se ha comentado en anteriores informes, este hecho viene motivado por la mayor competencia introducida en el segmento de clientes sin derecho a TUR, en el que los comercializadores (desde el 1 de julio de 2009) ya no han de competir con la tarifa regulada.

En la primera mitad del año 2011 se han realizado 362.345 solicitudes de cambio de comercializador, más de un 121,5% de las que se habían presentado en el primer semestre del año 2010 (163.355). El incremento de número de solicitudes de cambio de comercializador aceptadas por distribuidor, se produce en todas las redes de distribución, aunque dicho incremento es, al igual que en el año 2010, más acusado en las redes de Endesa y Unión Fenosa. Del total de solicitudes de cambio de comercializador realizadas en 2010, un 8% han sido rechazadas (frente al 12% del año anterior).

Por tipo de suministro, se observa un aumento sustancial de los movimientos en el segmento doméstico[27]. En el primer semestre de 2011 se han producido un 5% de cambios más que los producidos en el total del año 2010.

4.2.1 Rechazos y sus causas[28]

En cuanto a los rechazos, estos siguen la tendencia decreciente, pasando de un 18% de tasa de rechazos respecto al total de solicitudes de cambio en 2009, a un 14% en el 2010 y un 8% en el primer semestre de 2011. Analizando red a red, todas las Distribuidoras reducen su tasa de rechazos en el primer semestre de 2011 respecto la que ostentaban a finales de 2010. Cabe destacar la reducción en la tasa de rechazos de Unión Fenosa Distribución pasando de un 17% en el año 2010 a un 11% en el primer semestre de 2011. No obstante, sigue siendo la red que ostenta el porcentaje más alto de tasa de rechazos. Endesa Distribución, continúa siendo la distribuidora con una menor tasa de rechazos (5% en el primer semestre de 2011).

Analizando la tasa de rechazos por distribuidor y tipo de suministro para el primer semestre de 2011, no se observa una relación directa entre el tipo del suministro y la tasa de rechazos ni tampoco, cuando el comercializador de destino no pertenece al mismo grupo empresarial de la distribuidora.

Entre las causas de rechazo de las solicitudes de cambio de comercializador realizadas en el primer semestre de 2011, desataca para todos los distribuidores la siguiente: “CIF/NIF de las solicitud No coincide con el CIF/NIF del Contrato en vigor”.

Además, destacan los siguientes motivos:

[27] De nuevo conviene recordar que en el segmento doméstico se han incluido todos los puntos de suministro con potencia contratada hasta 15 kW; por tanto aquellos consumidores considerados como domésticos con potencia contratada entre 10 y 15 kW perciben una mayor competencia entre comercializadores que ya no compiten con una tarifa regulada sino que lo hacen entre sí.

[28] En el ámbito de los Grupos de Mejora de Procedimientos de Cambio de Suministrador de OCSUM se ha detectado cierta incoherencia en la interpretación de las causas de rechazo/retraso tipificadas. Durante 2010 y 2011 se ha trabajado en la clarificación de dichas causas, esperando que a principios de 2012 quede implantada una nueva clasificación de las mismas, que corrija dichas incoherencias.

- "Solicitud de ATR previa en vigor" en el caso de Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.
- "Potencias no normalizadas" y "Documentación Incompleta" en el caso de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.
- "Existencia de cambio de comercializadora en curso" para Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A., Unión Fenosa Distribución y Endesa Distribución Eléctrica, S.L.

En lo relativo a la causa tipificada como "el CIF/NIF de la solicitud no coincide con el CIF/NIF del contrato en vigor" ha de aclararse que la misma viene producida, habitualmente, por un cambio de comercializador que se intenta realizar simultáneamente con cambio de titularidad o bien, porque el comercializador se equivoca en el proceso de solicitud (i.e. introduce un NIF erróneo). A efectos de que la existencia de un titular diferente al del contrato previo no suponga un obstáculo en el cambio de suministrador, los distribuidores acordaron a finales de 2010 efectuar un mismo procedimiento que se puso en aplicación el pasado 15 de julio de 2011. Por ello, cabe esperar que la tasa de rechazo de los cambios de comercializador vinculados a este motivo, disminuyan de manera significativa en la segunda mitad del año 2011.

En este marco y como se ha comentado anteriormente se espera que en febrero de 2012 estén implementadas las tasas de motivo de rechazo descritas en el documento de OCSUM "Versión 0 de OCSUM de las Tablas de Motivo de Rechazo en los procesos de cambio de suministrador para los Sectores de Electricidad y Gas Natural".

4.2.2 Retrasos y sus causas

De las 333.605 solicitudes aceptadas de cambio de comercializador en el primer semestre de 2011, un 1,2% han sufrido algún retraso (frente al 1,5% de tasa de rechazos del 2010). Si se analiza el retraso de las solicitudes de cambio por tipo de suministro se observa una tasa de retrasos en el primer semestre de 2011, ligeramente superior a medida que el tamaño del suministro aumenta (5,4%, 3,9% y 0,9% en los segmentos industrial, pymes y doméstico, respectivamente)

Por distribuidor, destaca E.On Distribución Eléctrica, S.L. con una tasa de retrasos en su red del 21,3%. Además, si se analiza la tasa de retrasos por distribuidor y comercializador al que se dirige el cambio, no se observan diferencias en la tasa de retrasos según el comercializador pertenezca al grupo integrado de la distribuidora o no, a excepción del caso de E.On Distribución Eléctrica, S.L. con una tasa de retrasos del 23% en los cambios hacia comercializadoras que no pertenecen al grupo empresarial de la distribuidora frente a un 4% de retrasos en cambios a comercializadoras del grupo.

Entre los motivos de retraso de cambios de comercializador argumentados por los distribuidores cabe destacar los siguientes argumentos:

- Endesa Distribución Eléctrica, S.L. justifica todos sus retrasos debido a los propios retrasos por parte de los comercializadores y/o clientes en suministrar información a la distribuidora.

- El resto de los distribuidores no justifican los retrasos y por el contrario definen la causa del retraso como causa "Desconocida", "Sin Informar" u "Otras incidencias".

4.3 Cambios desde comercializador libre a CUR

Con la entrada del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso del sector de la energía eléctrica, se establece que se pueden acoger a las tarifas de último recurso (TUR), los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW. Cualquier consumidor puede pasar de ser suministrado por un CUR a ser suministrado por un comercializador libre en cualquier momento. En sentido inverso[29], el CUR está obligado a atender cualquier solicitud de suministro, ya sea de un consumidor con o sin derecho a TUR, suministrado previamente por un comercializador libre exceptuando la obligación cuando el contrato de suministro hubiera sido rescindido por impago. No obstante, los requisitos de permanencia en mercado libre quedan fijados entre las partes en el contrato de suministro.

En el último semestre han vuelto al suministro a través de CUR, 32.548 puntos de suministro. Si se analiza la evolución del número de este tipo de movimientos en el primer semestre de cada año, se observa una tendencia al incremento de vueltas desde mercado libre a CUR (16.778, 19.893, 28.050, en los primeros semestres de 2008, 2009 y 2010, respectivamente). No obstante, son valores alejados a las cifras de regreso existentes en el 2007 (296.371).

El mayor número de regresos a CUR en términos absolutos y relativos se producen, al igual que en el año 2010, en la red de distribución de Iberdrola. En esta red se dan casi el 58% del total de los regresos a CUR en el primer semestre de 2011 (frente a un 49,4% del total de regresos del año 2010).

Un 93% del total de las vueltas a CUR del primer semestre de 2011 se producen en el segmento doméstico. Cabe destacar los 170 puntos de suministro del segmento industrial y 2.246 del segmento pymes que han regresado al suministro a través de CUR, soportando por ello, tarifas con recargo (tarifa disuasoria). El 53,7% y 38,8% de la vuelta al suministro a través de CUR del segmento industrial se producen, respectivamente, en la red de Iberdrola y Endesa.

Estos retornos pueden haber estado motivados tanto por la existencia de clientes que no encuentran suministrador, como por clientes que pasan al CUR transitoriamente mientras se tramita un nuevo concurso de suministro de electricidad.

[29] Orden ITC 3386/2011, de 30 de diciembre en su disposición transitoria segunda dispone que los consumidores conectados en alta tensión y los conectados en baja tensión sin derecho a TUR que carezcan de un contrato en mercado libre podrán seguir siendo suministrados por una CUR (a tarifas con recargo) hasta el 31 de diciembre de 2012.

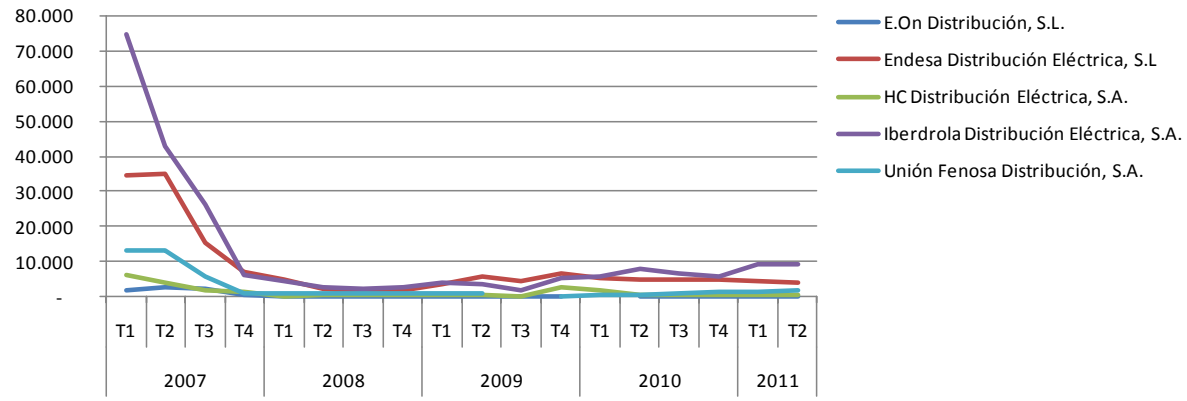


Gráfico 11. Evolución del número de solicitudes aceptadas de cambio de suministro de comercializador libre a suministro a CUR/distribuidor. Información trimestral. Fuente: SICE-distribuidores

4.4 Ratios de cambio de comercializador (*Switching*)

Como se ha comentado la frecuencia de cambios de comercializador es una medida generalmente aceptada como indicativa del nivel de competitividad existente en los distintos mercados minoristas o al menos de si éstos se comportan o no de una forma dinámica. De hecho la posibilidad de cambiar de comercializador en un corto periodo de tiempo y sin obstáculos es un requisito indispensable para que el mercado minorista funcione eficientemente.

Además dicha información, si se estandariza, permite realizar comparaciones entre distintos mercados. En general, a nivel europeo, se utilizan los conceptos de *switch* y ratio de *switching*. Un *switch*[30] o cambio de comercializador se define como el libre movimiento de un consumidor de un CUR a un comercializador libre o entre comercializadores libres. *Switching activity* o número de cambios, se define como el número de *switches* o cambios de comercializador en un determinado periodo de tiempo.

Adicionalmente, parece interesante calcular la siguiente definición alternativa de *switch*, el libre movimiento de un consumidor de un CUR a un comercializador libre (distinto del incumbente) o entre comercializadores libres. Esta definición alternativa, ofrece una idea de la movilidad del mercado sin tener en cuenta el paso natural de CUR a comercializador libre fruto de la supresión de la tarifa regulada (migración a comercializador libre de los consumidores sin derecho a TUR).

- Si se analiza la evolución del ratio de *switching* en el primer semestre de 2011 comparándolo con el del primer semestre de 2010, se observa que el ratio de *switching* incrementa desde 3,2% a 5,2% fundamentalmente por el incremento en el ratio de *switching* del segmento doméstico que pasa de 2,8% en el primer semestre de 2010 a 4,9% en el primer semestre de 2011. El ratio de *switching* para el segmento industrial se

[30]ERGEG (2010). "Final Guidelines of Good practice on Indicators for Retail Market Monitoring for Electricity and Gas". Ref: E-10-RMF-27-03. Pag.

mantiene en una tasa constante del 9,5% y el del segmento pymes baja ligeramente del 17,2% en el primer semestre de 2010 al 15,2% en el primer semestre de 2011.

- Si se analiza la tasa de *switching* alternativa para el mercado español en el primer semestre de 2011, ésta asciende a 2,3%. Dato significativamente superior al presentado en el primer semestre de 2010 (1,1%) .
  Analizando este ratio por tipo suministro se observa que el mismo aumenta para todos los segmentos respecto a los ratios calculados para el primer semestre de 2010 (en contraposición con lo que ocurría si se analizaba el *switching* teniendo en cuenta los movimientos de CUR al comercializador libre del incumbente. Este hecho, pone de manifiesto que aunque los movimientos de CUR a comercializador libre en los segmentos pymes e industrial en el primer semestre de 2011 han sido más reducidos que en el primer semestre de 2010, debido a que estos segmentos a 1 de enero de 2011 ya están prácticamente liberalizados, los movimientos entre comercializadores libres han aumentado en todos los segmentos respecto el primer semestre de 2011. Aumentando así la movilidad y competitividad en mercado libre.

4.5 Fechas de solicitud de los cambios de comercializador

Si se analiza la fecha para la cual se solicita el cambio de suministrador se comprueba que históricamente, la mayoría de los cambios se realizaban con el "ciclo de lectura". No obstante, a partir del tercer trimestre de 2010 se observa una creciente solicitud de los cambios "a los quince días". Este cambio de tendencia se explica por una creciente demanda de cambios de suministrador del segmento doméstico a los quince días.

Si se analiza la fecha de solicitud de cambio por tipo de suministro se observa que en el segundo trimestre de 2011, para el segmento industrial los cambios se producen indistintamente con el ciclo de lectura, a los quince días y en la fecha exacta. Esto se puede explicar por una mayor adecuación de los sistemas de medición de este segmento que permite una mayor flexibilidad en la fecha efecto de los cambios de suministro. Para el segmento pymes la mayoría de los cambios se producen con el ciclo de lectura (79%) y para el segmento doméstico a los quince días y con el ciclo de lectura (56% y 43%, respectivamente).

A finales del segundo trimestre de 2011, no se observan variaciones significativas respecto a la información contenida en el último informe minorista (a diciembre de 2010).

5. TIPOLOGÍA DE CONSULTAS Y RECLAMACIONES RECIBIDAS

De acuerdo con las recomendaciones realizadas por ERGEG en su informe "Public Consultation on Draft Advice on Customer Complaint Handling, Reporting and Classification" de 17 de septiembre de 2009 sobre el tratamiento, tipificación y seguimiento de las consultas y reclamaciones realizadas por los consumidores, el regulador o un tercero que tenga competencias en materia de consulta y quejas sobre los consumidores, debería proporcionar y publicar informes en relación a las mismas. Con el fin de facilitar un análisis previo que pudiera permitir una clasificación más profunda de la tipología de consultas que reciben los comercializadores, la CNE ha solicitado a las comercializadoras el número y tipo de consultas y reclamaciones recibidas en el año 2011.

La CNE ha clasificado las consultas y reclamaciones recibidas por las principales comercializadoras del país en 12 categorías, atendiendo al origen de la consulta o reclamación recibida. Esta clasificación será analizada en los próximos meses con el fin de permitir una estandarización de la tipología y su utilización por todos los agentes. De este análisis previo, se han concluye que:

Las cuestiones que suscitan un mayor número de consultas y/o reclamaciones son con carácter general, las siguientes:

- Facturación del suministro eléctrico: En esta categoría se englobarían todas las consultas y reclamaciones en relación disconformidad con los precios de la facturación emitida o bien con el consumo que refleja la factura. El 47% y el 40% de las reclamaciones y consultas recibidas respectivamente, se refieren a cuestiones relacionadas con la facturación del suministro eléctrico.
- Cobros e impagos del suministro eléctrico: Este tipo se refiere fundamentalmente a las consecuencias por la falta o retraso del pago, gestiones sobre el cobro y el impago y reclamaciones o información sobre la deuda pendiente. El 16% y 7% de las reclamaciones y consultas recibidas respectivamente, se refieren a este tipo de cuestiones.
- Acción comercial/ Contratación/Venta: Este tipo de categoría aglutina todas las consultas o reclamaciones que se refieren en general a la contratación del suministro, información sobre la documentación necesaria para dar de alta un nuevo suministro o realizar un cambio de comercializador, consulta en relación a campañas publicitarias y ofertas, etc. Este tipo de cuestiones aglutinan el 13% de las reclamaciones y el 25% de las consultas recibidas.
- Urgencias/ Daños: Este tipo de categoría aglutina todas las consultas o reclamaciones que se refieren en general con deficiencias, intervenciones por daños, averías, indemnizaciones por daños, avisos de no suministro, etc. Con del 8% de las reclamaciones recibidas se refieren a estas cuestiones.
- Información/ Atención Comercial: Las reclamaciones y consultas que se recogen en este apartado son relacionadas con el cambio de titularidad, información sobre el contenido web o problemas de visualización y acceso al contenido web, peticiones

de información especificas (regulación, consumo, calidad, etc.), reclamaciones por incorrecta interpretación del contrato por el cliente, sobre las campañas comerciales de las distribuidoras (p.ej. la instalación del ICP), en relación al cambio de datos del cliente el 16% de las consultas recibidas por las principales comercializadoras hacen referencia a estos temas.

Tipología Reclamación	Número	% Total
Facturación	480.812	47%
Cobros/Impagos	163.106	16%
Acción comercial/Contratacion/Venta	134.344	13%
Urgencias/daños	80.904	8%
Lecturas	55.911	5%
Calidad	42.463	4%
Informacion/Att Comercial	26.595	3%
Altas/NNSS	19.345	2%
Otros	10.487	1%
Bajas/Ceses	9.599	1%
Mantenimiento Clientes Sº VA	6.878	1%
Equipos de medida	786	0%
Total general	**1.031.229**	**100%**

Cuadro 7. Número y tipo de reclamaciones recibidas por las principales comercializadoras del país en el año 2011. Fuente: Información aportada por las comercializadoras a la CNE

Tipología Consulta	Número	%Total
Facturación	13.095.407	40%
Acción comercial/Contratacion/Venta	8.117.961	25%
Informacion/Att Comercial	5.393.769	16%
Cobros/Impagos	2.213.599	7%
Otros	2.047.028	6%
Lecturas	1.696.363	5%
Mantenimiento Clientes Sº VA	146.518	0%
Altas/NNSS	104.733	0%
Bajas/Ceses	38.470	0%
Urgencias/daños	4.962	0%
Calidad	745	0%
Equipos de medida	41	0%
Total general	**32.859.595**	**100%**

Cuadro 8. Número y tipo de consultas recibidas por las principales comercializadoras del país en el año 2011. Fuente: Información aportada por las comercializadoras a la CNE

Considerando el total de las consultas y reclamaciones recibidas por las mayores comercializadoras del país, en el año 2011 se han recibido aproximadamente, **1,2 consultas** por consumidor y 1 de cada 5 consumidores han efectuado alguna reclamación a los largo de este año.

6. OTROS ASPECTOS DEL MERCADO MINORISTA EVALUADOS

Finalmente, la CNE ha evaluado otros dos aspectos en relación al mercado minorista de electricidad.

6.1 Procedimientos de corte y suspensión de suministros

Durante el primer semestre de 2011, la CNE ha elaborado un informe ante la problemática detectada en los procedimientos de corte y suspensión de suministro a iniciativa de los comercializadores como consecuencia de los impagos de los consumidores. Dicho expediente informativo fue abierto por el Consejo de la CNE el 14 de octubre de 2010, y se solicitó información a cinco distribuidoras, con el objeto de analizar sus actuaciones en este ámbito y en su caso, las necesarias propuestas de modificación de la normativa.

A la vista de la información recabada, la CNE requirió a ciertas distribuidoras la puesta en marcha de un plan de actuación con unos plazos de cumplimiento fijados por las empresas para que se llevaran a cabo las acciones necesarias con el fin de reducir el número de rechazos de solicitudes de corte de forma significativa e inmediata. La CNE está siguiendo el cumplimiento de estos planes.

Adicionalmente, la CNE ve necesaria la revisión del marco normativo. Ante las diferentes interpretaciones realizadas por los distintos agentes y ante la existencia de numerosas lagunas en este ámbito, se señala la urgente necesidad de modificar, adaptar y ampliar el articulado del RD 1955/2000, en relación la responsabilidad de los agentes y a los plazos de cada uno de los procesos en relación al corte del suministro y baja por impago. En este sentido, también se considera necesaria la adaptación de esta normativa al modelo de mercado vigente desde el 1 de julio de 2009, y a los cambios que han afectado de forma muy sustancial a las actividades de comercialización y de distribución.

En consecuencia, en el último capítulo del citado informe se realizó una propuesta de articulado de un nuevo procedimiento de suspensión del suministro y baja por impago, en el que se estableció de forma clara los plazos que debe tener cada uno de los agentes implicados en el proceso y la responsabilidad sobre el consumo de energía en cada momento. Asimismo, se propuso incentivar la diligencia del distribuidor a llevar a cabo sus tareas en el proceso de suspensión, limitando así, el impacto del impago para los comercializadores. Cabe señalar, que estos mismos criterios se tuvieron en cuenta a la hora de elaborar el informe sobre la revisión del RD 1955/2000.

6.2 Procedimientos de reposición de suministro

La CNE analizó las consultas planteadas por dos empresas comercializadoras en relación con la aplicación del procedimiento de reposición. La CNE propuso la manera en la que debería aplicarse este procedimiento, dicha propuesta también fue incluida en la revisión del Real Decreto 1955/2000.

La regulación vigente prevé dos escenarios: (i) que no se haya activado el cambio (o que no hayan activado las actuaciones en campo, si fuesen precisas) o, (ii) que se haya activado el cambio.

En el primer caso, se anula el cambio como si nunca hubiera existido y en el segundo caso se ejecuta el proceso de reposición propiamente dicho según la regulación vigente. No obstante, en el caso de que se haya activado el cambio, la regulación no especifica la actuación a llevar a cabo con la facturación realizada al consumidor hasta la activación de la situación anterior. Es en este caso, donde la CNE distingue dos situaciones distintas: que el cambio de suministrador se haya producido por un error no imputable al consumidor (o un traspaso en contra de su voluntad) o si la reposición se debe a un cambio en la decisión del consumidor tras la firma del contrato y dentro del plazo de revocación que le resulte de aplicación. En ambos casos, la CNE realizó una propuesta sobre el procedimiento de reposiciones que fue incluida en la revisión del RD 1955/2000.

PARTE II: PRECIOS FACTURADOS POR LOS COMERCIALIZADORES DE ELECTRICIDAD

1. INFORMACIÓN UTILIZADA

Este informe ha sido realizado a partir de la siguiente información:

CIRCULAR 2/2005, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de consumidores de energía eléctrica en el mercado, a los comercializadores. Corresponde a los comercializadores libres con cuotas en mercado (en volumen de energía) superiores al 1%. Primer trimestre 2006 - segundo trimestre 2011. Incluye información peninsular y extrapeninsular. Esta base de datos ha sido utilizada para el cálculo de:

- El precio medio facturado en función del tipo de punto de medida por comercializador para el conjunto de los clientes existentes en la cartera de cada comercializador el último día del trimestre T. Para este colectivo de consumidores, se indica la energía suministrada y el precio facturado en el año móvil anterior hasta el trimestre T.
- El porcentaje de energía por tarifa de acceso[31] en cada segmento de consumo por comercializador.

SGIME: Sistema de Gestión de la Información del Mercado Eléctrico de la CNE, recoge información horaria del mercado mayorista de electricidad. Este sistema incluye las liquidaciones de OMIE y del Operador del Sistema. Este sistema ha sido utilizado para el cálculo de:

- El precio aritmético del mercado diario.
- Los sobre costes de operación por comercializador que incluyen:
  - Restricciones técnicas
  - Banda secundaria
  - Desvíos (incluyendo también los sobrecostes de los desvíos internacionales y excedentes de desvíos)
  - Mercado intradiario

Base de datos de liquidaciones eléctricas (SINCRO): contienen información desagregada sobre número de clientes, consumos, potencias y facturación de acceso, declarada por las empresas distribuidoras a efectos de realizar las liquidaciones. La información relativa a los consumos desagregados por tarifa de acceso y periodo horario se ha utilizado para estimar[32] las curvas de carga por grupo tarifario:

- La curva de carga de los consumidores de baja tensión se genera aplicando a los consumos registrados por periodo horario, elevado a barras de central con el coeficiente de pérdidas correspondiente, los perfiles finales publicados por REE en su página web. En particular, las curvas de carga de los peajes 2.0 A y 2.1 A resulta de aplicar el perfil a, las curvas de carga de los peajes 2.0 DHA y 2.1 DHA resulta de aplicar el perfil b y la curva de carga del peaje 3.0 A resulta de aplicar el perfil c.

[31] La clasificación por tarifa de acceso se recoge desde el primer trimestre de 2011.

[32] Véase procedimiento descrito en la sección 8 del Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos disponible en http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id_nodo=131&accion=1&soloUltimo=si&sIdCat=4&keyword=&auditoria=F

- La curva de carga de los consumidores conectados en media y alta tensión (peajes 3.1 A y 6.X) son el resultado de dividir el consumo registrado por periodo, elevado a barras de central con el coeficiente de pérdidas correspondiente, entre el número de horas de cada periodo.

Precios OMIP y elaboración CNE para el cálculo de las estrategias de cobertura en los mercados a plazo.

Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el primer semestre de 2010, el tercer y cuarto trimestre de 2010 y en el primer y segundo trimestre de 2011.

Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

2. CLASIFICACIÓN DE CONSUMIDORES

A lo largo del presente informe se ha utilizado la clasificación de clientes atendiendo al tipo del punto de suministro, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 7 del RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico

Suministros tipo DOMÉSTICO: hacen referencia a puntos de suministros tipo 5, esto es, puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.

Suministros tipo PYMES: hacen referencia a puntos de suministro tipo 3 y 4.

- Tipo 3: son puntos de medida situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 450 kW y superior a 50 Kw.
- Tipo 4: son puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.

Suministros tipo INDUSTRIAL hacen referencia a puntos de suministro tipo 1 y 2.

- Tipo 1: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW.
- Tipo 2: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW e inferior a 10 MW.

3. PRECIOS DE LOS COMERCIALIZADORES LIBRES

3.1 Evolución trimestral de precios medios finales (€/MWh) facturados por segmento.

Si se analiza la evolución de los precios medios finales (incluyendo la tarifa de acceso) facturados por los comercializadores libres por tipo de suministro según la información aportada en la Circular 2/2005 se observa que, a finales del segundo trimestre de 2011 para el consumo de energía de julio de 2010 a junio de 2011, el precio medio de los consumidores de tipo doméstico es de 155,7 €/MWh, el de los consumidores tipo pymes es de 126,9 €/MWh y el de los industriales 84,7 €/MWh. Si se comparan estos valores con los observados un año antes, se observa que el precio medio final para el segmento doméstico ascendió un 6,2% mientras que para los consumidores pymes un 2,4% y apenas un 1% para los consumidores industriales.

En ese mismo periodo, los peajes se han incrementado para el segmento doméstico un 10% y los pagos por capacidad un 34%. Para el segmento pymes, los peajes se han incrementado un 13% y los pagos por capacidad un 19% y finalmente, para el segmento industrial los peajes se han incrementado un 8% y los pagos por capacidad un 33%. Estos valores interiorizan el 72% de incremento en los pagos por capacidad establecidos en la Orden ITC/3353/2010, de aplicación a partir del 1 de enero de 2011.

Como referencia del sector doméstico, se aporta el precio medio (excluyendo IVA e I.E.) que se extrae del Comparador de Ofertas de gas y electricidad de la CNE[33] en el mes de julio de 2011 para un consumidor tipo con tarifa de acceso 2.0A, 3,3 kW de potencia contratada, un consumo anual de 3.000 kWh y que no haya contratado servicios adicionales, que asciende a 166 €/MWh. Nótese que el precio medio para este tipo de consumidores coincide prácticamente con el precio TUR (165 €/MWh).

3.2 Evolución trimestral de precios medios de energía eléctrica facturados (€/MWh)

El precio[34] medio de suministro de la energía (sin incluir la tarifa de acceso a redes) en el mercado libre facturado en el año móvil analizado (julio 2010 - junio 2011), ascendió a 64,7 €/MWh frente a 63,4 €/MWh, registrado un año antes.

Si se analizan los precios medios de suministro de energía en el mercado libre por segmento para el año móvil que termina el 30 de junio de 2011, se observa lo siguiente:

- Para el segmento doméstico el precio medio asciende a 77,7€ /MWh (70,5 €/MWh un año antes).

[33] www.comparador.cne.es

[34] Precios medios facturados por suministro de energía en mercado por los comercializadores libres que han mantenido de forma sostenida, cuotas de mercado en volumen de energía superiores al 1%, excluyendo todos los impuestos, gravámenes o recargos aplicables a la electricidad a excepción de la moratoria nuclear. Asimismo excluyen los costes asociados a derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de equipos de medida, o cualquier otro concepto no relacionado con la compra de energía.

- Para el segmento pymes el precio medio desciende ligeramente situándose en 73,4 €/MWh frente al valor de 74,4 €/MWh que se observaba para este segmento un año antes.
- Por último en el segmento industrial, el precio medio casi permanece inalterado, presentando un valor de 56,5 €/MWh (frente a 56,8 €/MWh un año antes).

Como se puede comprobar el precio de suministro de energía (sin incluir tarifa de acceso a redes) en el mercado libre facturado en el último año móvil para el segmento doméstico asciende un 10% frente al ligero descenso de precios en los segmentos pymes e industrial.

3.3 Comparativa entre la evolución de precios medios facturados por la energía eléctrica y el coste estimado de energía por segmento: Metodología

El objetivo de este capítulo es estimar el margen bruto sobre el coste de energía obtenido por los comercializadores libres (en €/MWh) de acuerdo con la facturación declarada por ellos correspondiente al suministro de electricidad a precio libre de sus clientes.

Se señala que al ser la comercialización una actividad libre, estos agentes tienen la opción de decidir cómo van a aprovisionarse de la energía para sus clientes finales (mercado de contado, contratación bilateral intragrupo, contratos a plazo) y por tanto, de decidir la estrategia de cobertura de su cartera de aprovisionamiento o cobertura mediante contratos a plazo.

Por tanto, como novedad en este informe, se incluye la posibilidad de que los comercializadores realicen estrategias de cobertura a plazo de los precios de adquisición de la electricidad. Debe indicarse que dichas estrategias de cobertura que se incluyen a continuación son orientativas, en el sentido de que no existe una estrategia única de cobertura y que, por tanto, deben interpretarse con cautela los márgenes obtenidos, siendo relevante analizar las tendencias de dichos márgenes.

Para ello, se ha partido de la siguiente información:

- Los precios medios por el suministro de energía en mercado libre anteriormente analizados y que vienen aportando los comercializadores a la CNE en virtud de la Circular 2/2005, deducida la tasa de ocupación de la vía pública (1,5%)[35], los sobrecostes por servicios de ajuste y los pagos por capacidad.
- Una estimación de los pagos que han tenido que afrontar las comercializadoras por adquirir la energía en el mercado de producción de energía eléctrica.
  Es preciso resaltar que es difícil estimar el coste de adquisición de la energía suministrada por los comercializadores, ya que no se conocen las condiciones económicas de la contratación bilateral física y de las coberturas que en su caso realizan mediante contratos financieros en el mercado a plazo no organizado (mercado OTC).

[35] Art. 24 del Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.

- Adicionalmente para el segmento doméstico, se ha tenido en cuenta como referencia de coste de comercialización, el reconocido actualmente en la tarifa de último recurso. El margen resultante se ha denominado como margen neto.

A continuación se describe la metodología aplicada en el cálculo del citado margen sobre coste estimado de compra de energía.

3.3.1 Metodología

Para el periodo comprendido entre el segundo trimestre de 2010 y segundo trimestre de 2011 y para cada trimestre T, que incluye el consumo de los doce últimos meses, se ha calculado el precio medio facturado por la energía en el mercado minorista (facturación neta de los sobrecostes de operación y los pagos por capacidad), los costes de adquirir la energía en el mercado de producción[36] y la diferencia entre esos dos valores estimados de la siguiente manera.

3.3.1.1 Precio medio facturado por la energía incluyendo costes de comercialización

$$\text{Precio facturado por la energía}_{c,s} = \frac{\text{Importe Facturado}_{c,s}}{\text{Energía}_{c,s}} \text{-}((SC_c + \sum_{ta=1}^{n}(PC_{ta} \times FP_{ta,s})) \times (1 + \text{PE}_s)$$

Donde,

- Importe facturado$_{c,s}$ corresponde al volumen facturado por el suministro de energía en consumidor final, neto de acceso a redes y de la tasa de ocupación de la vía pública, durante el año móvil anterior a la finalización del último día del trimestre T[37] para los puntos de suministro de un segmento de consumo *s* de un comercializador *c*.
- Energía$_{c,s}$ corresponde a la energía suministrada por el comercializador durante el año móvil anterior a la finalización del último día del trimestre T[38] para los puntos de suministro que pertenecen a un segmento de consumo determinado.
- SC$_{c,}$ es el sumatorio de los sobrecostes horarios en barras de central (en €/MWh) de operar en el mercado ponderados por la energía horaria comprada durante el año móvil anterior a la finalización del trimestre T (no incluye los pagos por capacidad).
- PC$_{ta}$ facturación media por tarifa de acceso de los pagos por capacidad, en barras de central, (en €/MWh) para el año móvil anterior a la finalización del trimestre T, resultado de aplicar los precios unitarios del servicio de capacidad, establecidos en las Ordenes ITC/3353/2011 y en la Orden ITC/3860/2007, a la

[36] Como costes de la comercialización solo se han incluido los costes directos del suministro de electricidad.

[37] Campo "PRED_MED_SUM" del formulario 1A de la Circular 2/2005 de la CNE.

[38] Campo "ENERGIA" del formulario 1A de la Circular 2/2005 de la CNE.

demanda en barras de central (calculada como la demanda en consumo por grupo tarifario incrementada por las pérdidas estándares).

- $F_{Pta,c,s}$ es el porcentaje de energía suministrada por un comercializador por tarifa de acceso para un segmento de consumo.
- PE_s es el coeficiente de pérdidas estándares medias de transporte y distribución para los diferentes segmentos de consumo.

  Estos coeficientes de pérdidas estándares se han obtenido, multiplicando los coeficientes de pérdidas para otros contratos de suministro o acceso de las órdenes de peajes, por el porcentaje de energía por tarifa de acceso de cada segmento de consumo para el conjunto de la comercialización libre. Los coeficientes de pérdidas resultantes son, 14% para el segmento doméstico, 11% para el segmento pymes y 4,6% para el segmento industrial.

3.3.1.2 Coste de adquirir energía en mercado de producción

El coste directo corresponde con el coste de la compra de la energía por el comercializador en los mercados de producción (€/MWh) corregido por las pérdidas estándares de transporte y distribución.

$$\text{Coste Directo}_{c,s} = CE \times \text{Apuntamiento}_{c,s} \times (1 + PE_s)$$

Donde;

- CE es el coste estimado de las compras de energía en barras de central a partir de distintas referencias de precios durante el año móvil anterior a la finalización del trimestre T.
- $\text{Apuntamiento}_{c,s}$ es el factor de apuntamiento de cada comercializador y segmento que se utiliza para convertir precios base en precios que interioricen el perfil de consumo de los clientes de cada comercializadora.
- PE_s es el coeficiente de pérdidas estándares medias de transporte y distribución para los diferentes segmentos de consumo.

Para estimar el coste de las compras de energía de cada comercializador (CE), se han utilizado tres alternativas de estrategias de compra que a continuación se definen:

a. Compra de la energía al precio del mercado diario

En esta alternativa se ha tomado la media aritmética del precio horario del mercado diario para cada año objeto de estudio[39].

[39]Fuente: SGIME, Sistema de Gestión de la Información del Mercado Eléctrico de la CNE, recoge información horaria del mercado mayorista de electricidad. Este sistema incluye las liquidaciones de OMIE y del Operador del Sistema (liquidaciones definitivas, C5 para todos los valores a excepción de la información de abril, mayo, junio y julio del año 2011, calculada a partir de las liquidaciones provisionales C2).

b. Cobertura de precio de la energía en los mercados a plazo (OMIP)[40]

En esta alternativa se ha tomado el coste estimado de las compras de energía a partir de las coberturas proporcionadas mediante referencias de precios (producto base) del mercado a plazo.

Para ello, se han considerado dos tipos de estrategias de cobertura a plazo que a continuación se describen.

i. Alternativa 1: Cobertura del horizonte temporal correspondiente al año móvil mediante precios a plazo obtenidos en el mes anterior al inicio de la entrega

El precio medio de cobertura del contrato anual (año móvil) se ha calculado como el precio medio de las cotizaciones diarias, con horizonte temporal el año móvil siguiente, durante el mes inmediatamente anterior al comienzo del periodo de entrega.

Los precios medios calculados corresponden a los siguientes contratos sintéticos anuales móviles[41]:

- Trimestre T1 año AA: Abril AA-1 – Marzo AA
- Trimestre T2 año AA: Julio AA-1 – Junio AA
- Trimestre T3 año AA: Octubre AA-1 – Septiembre AA
- Trimestre T4 año AA: Enero AA – Diciembre AA

Para cada uno de los contratos mencionados, el precio medio de cotización se ha calculado un mes antes del comienzo de su periodo de entrega. Es la denominada "cobertura a un mes vista" (precio medio de las cotizaciones diarias durante el mes inmediatamente anterior al comienzo del periodo de entrega).

A continuación se muestra una representación gráfica de esta cobertura:

Año móvil anterior				**Año móvil analizado**			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4

Cuadro 9. Representación de la cobertura del contrato móvil anual a partir de la media de las cotizaciones en el último mes antes de la entrega. Fuente: CNE

Para el cálculo del precio diario de cada uno de los contratos sintéticos anuales móviles considerados se parte de la cotización diaria de los contratos futuros mensuales o trimestrales negociados en OMIP (en función de la disponibilidad de cotización de los mismos en cada uno de los meses de cálculo de la cobertura) con entrega en el año móvil considerado.

La anterior estrategia de cobertura, supone una cobertura "estática" en el sentido de que se supone que toda la cartera de energía se contrata en el comienzo de cada año móvil y

[40] Si bien se emplean las cotizaciones de precios a plazo del mercado organizado de OMIP, la integración y equivalencia de los contratos negociados en OMIP y en el mercado OTC supone que no existan diferencias significativas entre cotizaciones a plazo en OMIP y en el mercado OTC.

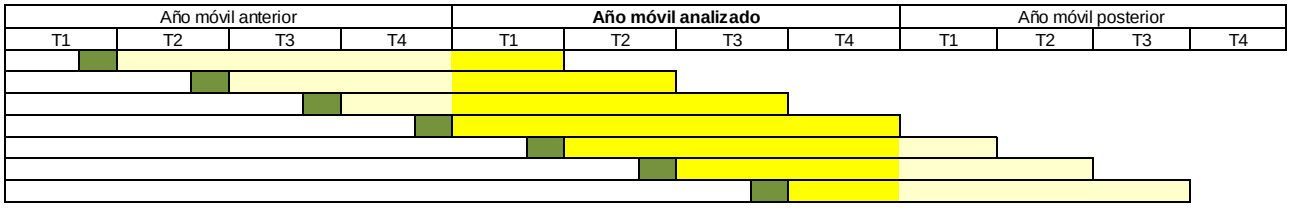
[41] Se toman contratos anuales móviles para hacer comparable el periodo de los datos de facturación que han proporcionado los comercializadores en la Circular 2/2005 con los precios a plazo (AA-1 significa año anterior).

expira doce meses después. Esta hipótesis posiblemente se encontraría alejada de la realidad ya que en una cartera de energía, conviven contratos que se acaban de firmar con otros que están a punto de expirar. Por ello, parece más adecuado suponer que la vida de la cartera se reparte de manera uniforme a lo largo de los cuatro trimestres que componen el año móvil objeto de estudio, es decir, dentro de un mismo año móvil se va actualizando la cobertura al inicio de cada trimestre (cobertura "dinámica"). Siguiendo esta hipótesis se recalculan para cada año móvil la cobertura en el mes anterior al inicio de la entrega de cada trimestre de la siguiente manera (ejemplo para el contrato sintético del año móvil que finaliza el T4 de 2010).

$$P1M\ (T4\ 2010)_{ALT1} = (P1M\ (T1\ 2010) + P1M\ (T2\ 2010)*2 + P1M\ (T3\ 2010)*3 + P1M\ (T4\ 2010)*4 + P1M\ (T1\ 2011)*3 + P1M\ (T2\ 2011)*2 + P1M\ (T3\ 2011))/16$$

Donde,

- $P1M\ (T4\ 2010)_{ALT1}$ es la cobertura obtenida como el precio medio de las cotizaciones diarias en el mes anterior al inicio de la entrega del contrato sintético del año móvil que termina en el cuarto trimestre de 2010, recalculada considerando que la cartera se renueva uniformemente durante el año móvil analizado.
- P1M (TX 20XX) por analogía, es el precio medio de las cotizaciones diarias (producto base) durante el mes inmediatamente anterior al comienzo del periodo de entrega para el año móvil correspondiente (este periodo finaliza el último día del trimestre TX del año 20XX).



Cuadro 10. Representación de la cobertura del contrato móvil anual a partir de la media de las cotizaciones en el último mes antes de la entrega suponiendo que la cartera se renueva de una manera uniforme durante año móvil analizado. Fuente: CNE

ii. Alternativa 2: Cobertura del periodo de entrega que resta hasta la finalización del año móvil mediante una estrategia combinada de precios a plazo obtenidos en el mes anterior y seis meses antes del inicio de la entrega pendiente

Para cada año móvil analizado se tienen cuatro horizontes temporales a cubrir, correspondientes a los trimestres que restan hasta que expira el año móvil analizado. A continuación se muestra un ejemplo para un año móvil tipo que termina en el último trimestre del año AA (para los años móviles que terminan en otro trimestre se sigue la misma lógica).

- Trimestre T4 año AA: Enero AA – Diciembre AA
  - Horizonte 1: Enero AA– Diciembre AA
  - Horizonte 2: Abril AA – Diciembre AA
  - Horizonte 3: Julio AA – Diciembre AA
  - Horizonte 4: Octubre AA – Diciembre AA

Para cada uno de los cuatro horizontes temporales de cada año móvil analizado, se ha calculado, el precio medio de cobertura en dos momentos temporales distintos:

- **Cobertura un mes antes del inicio del periodo de entrega**: precio medio de las cotizaciones diarias durante el mes inmediatamente anterior al comienzo del periodo de entrega (producto base).
- **Cobertura seis meses antes del inicio del periodo de entrega**: precio medios de las cotizaciones diarias del mes en el que restan seis meses para el comienzo del periodo de entrega (producto base).

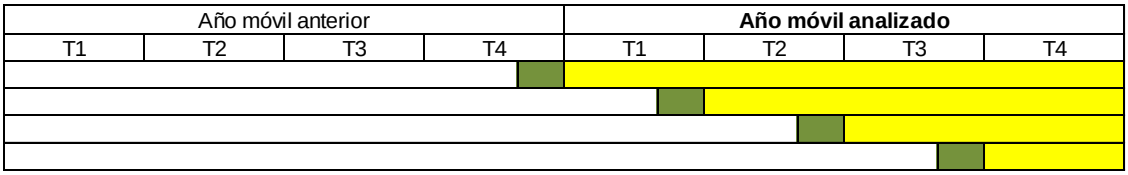
El precio para cada año móvil analizado será la media ponderada por el número de trimestres que restan hasta la finalización del año móvil, de la cobertura un mes antes del inicio del periodo de entrega que resta para los cuatro horizontes que tiene cada año móvil. El cálculo se realizaría de la siguiente manera (ejemplo del cálculo de la cobertura a un mes antes de la entrega del año móvil que finaliza en el T4 de 2010).

$$P1M\ (T4\ 2010)_{ALT2} = (P1M\ (Horizonte\ 1)*4 + P1M\ (Horizonte\ 2)*3 + P1M\ (Horizonte\ 3)*2 + P1M\ (Horizonte\ 4))/10$$

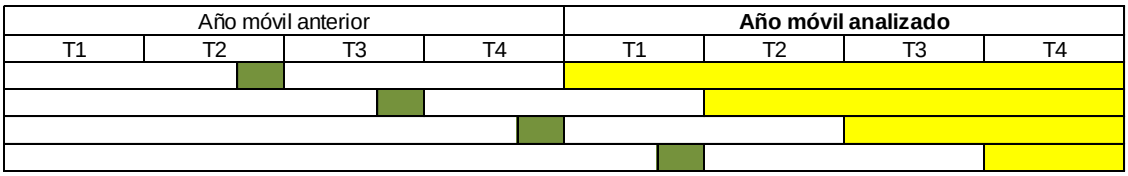
Donde,

- $P1M\ (T4\ 2010)_{ALT2}$ es la cobertura para el año móvil que finaliza el T4 de 2010, obtenida como el precio medio de las cotizaciones diarias en el mes anterior al inicio de la entrega del contrato sintético del año móvil que termina en el cuarto trimestre de 2010
- P1M (Horizonte X) es la cobertura un mes antes del inicio del periodo de entrega para cada uno de los 4 horizontes que tiene el año móvil analizado (x=1, 2, 3 y 4).

Este mismo cálculo se replicaría para la cobertura seis meses antes del inicio del periodo de entrega. A continuación se representan las dos coberturas, un mes y seis meses antes del inicio del periodo de entrega.



Cuadro 11. Representación de la cobertura un mes antes del inicio del periodo de entrega considerando horizontes temporales por el periodo de entrega que resta hasta la finalización del año móvil objeto de estudio. Fuente: CNE



Cuadro 12. Representación de la cobertura seis meses antes del inicio del periodo de entrega considerando horizontes temporales por el periodo de entrega que resta hasta la finalización del año móvil objeto de estudio. Fuente: CNE

Una vez obtenidas estas coberturas un mes y seis meses antes del inicio del periodo de entrega para cada año móvil analizado, se puede calcular una estrategia combinada de cobertura obtenida a partir de las anteriores. Esto es, el precio de cotización resultante de combinar las dos estrategias de cobertura a un mes y seis meses antes del inicio del periodo de entrega en función del mayor o menor peso que se dé a cada una de esas estrategias. Para el análisis del presente informe se ha utilizado un peso del 50% a cada una de las coberturas de la siguiente manera (ejemplo para el cálculo de la estrategia combinada de cobertura para el año móvil que finaliza en diciembre de 2010).

$$\text{Estrategia Combinada Cobertura}_{ALT2}\text{ (T4 2010)} = 50\% * \text{P1M (T2 2010)}_{ALT2} + 50\% * \text{P6M (T2 2010)}_{ALT2}$$

Se han escogido estas estrategias de cobertura para proporcionar un rango suficientemente amplio de precios. No obstante, se señala que los comercializadores podrían haber escogido entre estas alternativas, una combinación de las mismas o cualquier otra a distintos plazos.

c. Cobertura a plazo tomando como precio de referencia la media aritmética del precio del producto base de las subastas CESUR

Por último, en esta alternativa se ha tomado el coste estimado de las compras de energía como la media aritmética del precio del producto base de las subastas CESUR[42]. Esta estrategia parece adecuada para el segmento doméstico ya que gran parte de los contratos minoristas dirigidos a este segmento están indexados a la evolución de la tarifa de último recurso (TUR). Por ello, pudiera pensarse que algunos comercializadores, con el fin de limitar riesgos, intentaran cubrirse trimestralmente en los mercados a plazo a un precio

[42]Tomado de OMIE.

cercano a los precios que resultan en la subasta CESUR, para la cobertura del suministro del próximo trimestre.

De esta manera, para la energía consumida durante el año móvil anterior a la finalización del última día del trimestre T del año AAAA, el precio que aplicaría sería la media aritmética del precio del producto base de las subasta CESUR para los trimestres T, T-1, T-2 y T-3.

Tanto en la alternativa de compra de la energía en el mercado spot (alternativa a) como las alternativas de cobertura a plazo (alternativas b y c), el precio de la energía para los distintos años móviles se ha calculado como una media aritmética. Con el objetivo de aproximar el coste de abastecimiento a la curva de carga de cada comercializador (que a su vez dependerá del perfil de consumo de sus clientes), los anteriores precios aritméticos deben ser corregidos por el factor de apuntamiento de cada comercializador.

El factor de apuntamiento de cada comercializador y segmento se ha calculado como el resultado de dividir el precio ponderado del mercado diario por tarifa de acceso para el año móvil considerado multiplicado por el porcentaje de volumen de energía suministrada por el comercializador en cada tarifa de acceso para un segmento de consumo, entre la media aritmética del mercado diario según la base de datos SGIME.

El precio medio ponderado por tarifa de acceso es el resultado de facturar la curva de carga horaria en b.c. por peaje de acceso por el precio horario de la energía en el mercado organizado de los Comercializadoras en Mercado Libre y Consumidores Directos a Mercado Libre publicado en la página web de la CNE.

A las diferentes alternativas de estimación del Coste de Energía en barras de central (CE) (a partir de distintas referencias de precios) anteriormente definidas y corregidas por el apuntamiento de cada comercializador y segmento se les han denominado de la siguiente manera:

a) “Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)”
b) “Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)” y “Coste Cobertura a plazo ALT2 (€/MWh)”
c) “Coste Cobertura a plazo CESUR (€/MWh)”

3.3.1.3 Diferencia entre el precio medio facturado por la energía en el mercado minorista y el coste de adquirir energía en el mercado de producción

El margen bruto (diferencia) sobre el coste de la energía se ha estimado como diferencia entre el precio medio facturado por la energía por los comercializadores para cada uno de los segmentos y el coste estimado de adquisición de esa energía:

$$Diferencia_{c,s} = (Precio\ facturado\ por\ la\ energía_{c,s} - Costes\ Directos_{c,s})$$

En este punto, cabe volver a indicar que dado que no existe una estrategia única de cobertura de los precios eléctricos, es especialmente relevante analizar las tendencias obtenidas por segmento de consumo (sección 3.4).

Adicionalmente, en el caso del segmento doméstico se ha tenido en cuenta el margen neto que resulta, deduciendo del precio medio facturado por la energía, los costes de comercialización de la tarifa de último recurso (variable denominada "Margen Neto Cobertura CESUR + CC TUR (€/MWh)").

En el cálculo del margen (tanto en el denominado neto como en el bruto), únicamente se han tenido en cuenta los ingresos derivados de la facturación del suministro de electricidad, por lo que no se han considerado los ingresos que pudieran derivarse de la venta de otros servicios adicionales incluidos en la oferta aplicada, como el mantenimiento de la caldera de gas o el seguro del hogar.

3.4 Comparativa entre la evolución de precios medios facturados por la energía eléctrica y el coste estimado de energía por segmento: Resultados por segmento de consumo

En el presente apartado se va a analizar la diferencia entre el precio medio facturado por la energía por segmento para el conjunto de las comercializadoras (neto de sobrecostes de operación y pagos por capacidad) y el coste estimado de las compras de energía siguiendo la metodología de estimación anteriormente definida.

No obstante, como paso previo, se va a analizar por segmento de consumo, la evolución de las variables intermedias utilizadas en la estimación del citado margen. Estas variables son: los pagos por capacidad, los sobrecostes de operación y el factor de apuntamiento.

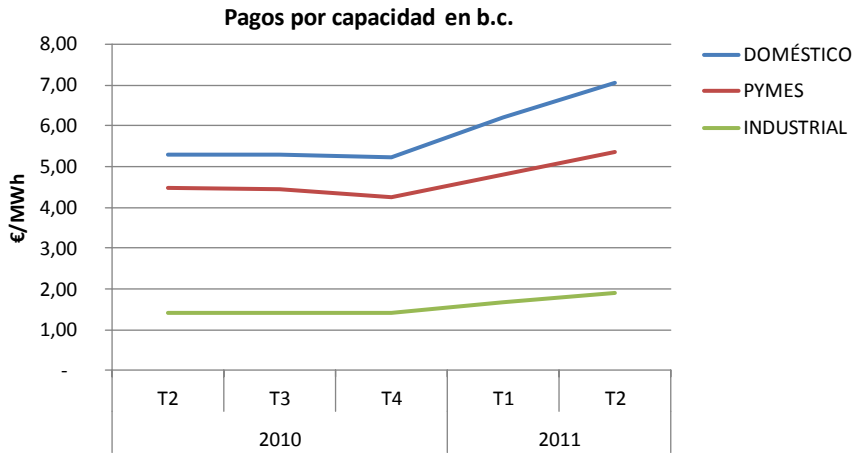


Gráfico 13. Evolución de los pagos por capacidad (€/MWh) en barras de central por segmento para el conjunto de la comercialización. Fuente: SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2011, y CNE

Como se puede observar en el cuadro anterior, los pagos por capacidad incrementan significativamente en el T1 de 2011 debido a la entrada en vigor de la orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. En la citada orden, los pagos por capacidad se incrementaron un 72% respecto a los valores establecidos en la Orden

ITC/3860/2007. Nótese que los pagos por capacidad representados, corresponden con los pagos por capacidad en barras de central a pagar por el volumen de energía anual suministrada en el año móvil anterior a la finalización de un trimestre determinado, por lo que el incremento del pago por capacidad representado se ve suavizado.

A continuación, se representa la evolución temporal de los sobrecostes de operación en el mercado por segmento.

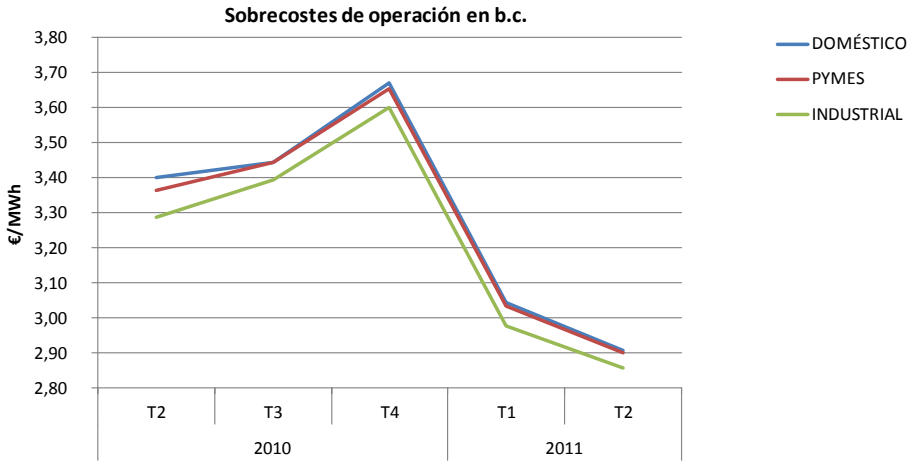


Gráfico 14. Evolución de los sobrecostes de operación del sistema (€/MWh) en barras de central por segmento de consumo para el conjunto de la comercialización. Fuente: SGIME y CNE

Como se puede observar, los sobrecostes en el año 2010 fueron para todos los segmentos, superiores a los sobrecostes de la primera mitad del año 2011. Este incremento se debe a que en 2010, se registró una elevada generación hidráulica y eólica lo que llevó al operador del sistema a programar un mayor volumen de energía en servicios de ajuste. Además, los sobrecostes de operación para el segmento doméstico y pymes son mayores que los del segmento industrial. Esto es debido a que los sobrecostes de operación son más caros en las horas pico que en las horas valle debido a la escasez de recursos y por lo tanto, aquellos grupos de consumidores que tengan un mayor consumo en horas pico también pagaran mayores sobrecostes de operación. La capacidad de traslado de consumo de horas pico a valle de los consumidores domésticos es limitada, siendo esta capacidad ligeramente mayor para el segmento pymes y aún mayor para el segmento industrial.

Como se comentó en el apartado “Metodología”, se ha estimado un coste de adquisición de la energía en los mercados de producción como una media aritmética de distintas referencias de precios. Para convertir esos productos base en un producto que tenga en cuenta el perfil

de consumo de cada segmento, se ha calculado un factor de apuntamiento por tipo de consumidor (doméstico[43], pymes e industrial) que a continuación se representa.

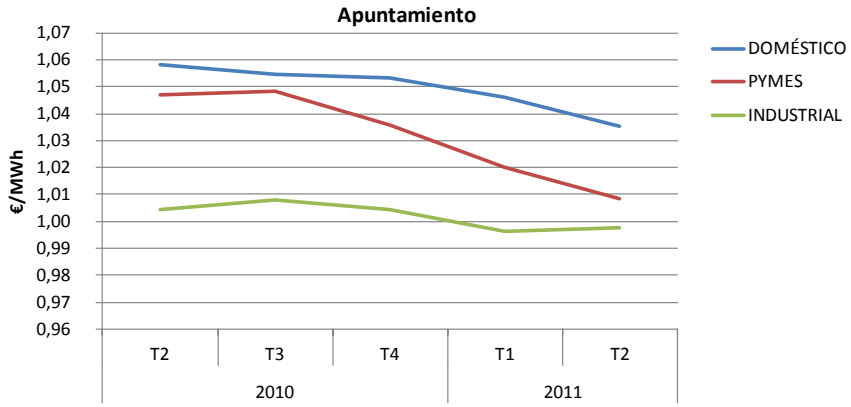


Gráfico 15. Evolución del factor de apuntamiento por segmento de consumo para el conjunto de la comercialización. Fuente: SGIME, SICE y CNE

Una vez analizadas estas tres variables, se presenta a continuación la diferencia entre el precio medio facturado para el mercado minorista por segmento para el conjunto de las comercializadoras libres y el coste estimado de las compras de energía por segmento para el conjunto de la comercialización libre del mercado minorista.

[43] Cabe señalar que este factor de apuntamiento es distinto del factor de apuntamiento de la TUR, debido a que en el segmento doméstico se incluyen consumidores con y sin derecho a TUR y a que para su estimación, se han tomado los consumos reales y el perfil final publicado por el Operador del Sistema.

3.4.1 Segmento doméstico

En el siguiente cuadro y gráfico se puede observar que la evolución del precio medio facturado por la energía suministrada en el mercado minorista sigue la evolución del coste de la cobertura a plazo al precio de las subastas CESUR.

Este hecho es coherente con la composición del segmento domestico (en mercado libre) en el que más del 87% de los puntos de suministro y 67% en energía son puntos de suministro con tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA (< 10 kW potencia contratada) y por lo tanto, con derecho a la tarifa de último recurso, y en el que la mayor parte de las ofertas comerciales se encuentran referenciadas a la evolución de la TUR[44].

La diferencia entre estas dos variables (precio medio facturado por la energía y coste estimado de energía) se ha ido reduciendo en el periodo analizado hasta alcanzar los 8 €/MWh en el T2 de 2011. Este valor de 8 €/MWh, conlleva unos márgenes sobre la facturación total (esto es, incluyendo la facturación de acceso y resto de componentes de costes) del 5% y sobre el coste de energía al precio CESUR del 14%. Nótese que no se está considerando coste de comercialización en el cálculo de este margen.

Por otro lado, a la vista de los resultados que se muestran en la tabla siguiente, no parece que exista una relación en el periodo analizado, entre el precio medio facturado por la energía suministrada en el mercado minorista y ninguna de las dos estrategias de cobertura estimadas a partir de referencias de los mercados a plazo. No obstante, el precio medio facturado si podría adecuarse a la evolución del coste de la energía en el mercado spot. Si las comercializadoras hubieran comprado su energía en el mercado spot, el margen que hubiesen obtenido sobre este coste sería de 12 €/MWh en el año móvil que finaliza en el T2 de 2011. Estos 12 €/MWh representan un margen sobre la facturación total de 7,7% y un 22,6 % sobre el coste de la energía en el mercado spot. En el caso de haber elegido las estrategias de cobertura a plazo denominadas ALT1 y ALT2, sus márgenes se habrían situado en ese mismo periodo en los 13 €/MWh – 14 €/MWh.

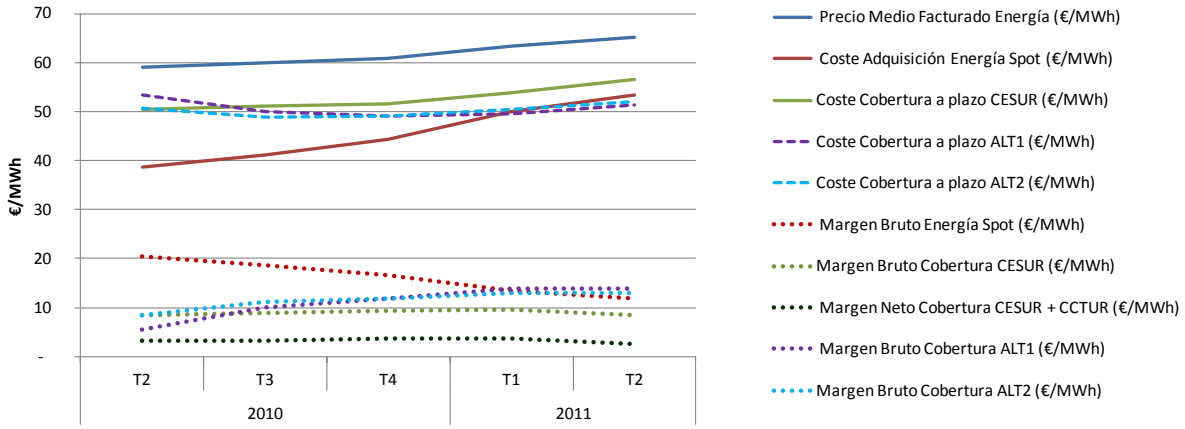
Si a los resultados obtenidos con la estimación de costes de energía CESUR, se les añade el coste de comercialización reconocido en la tarifa de último recurso (4 €/kW[45] de potencia contratada, lo que en términos de consumo medio asciende a 6[46] €/MWh), se obtiene una diferencia entre el precio medio facturado y el coste de energía CESUR más este margen fijo de comercializador, de 2 €/MWh en el año móvil que finaliza el T2 de 2011.

[44] Ver las ofertas comerciales para este segmento de consumo incluidas en el comparador de precios de la CNE (www.comparador.cne.es).

[45] Aproximadamente 21 € por cliente y año.

[46] Según la información disponible en la BD de liquidaciones.

Año	T	Precio Medio Facturado Energía (€/MWh)	Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo CESUR (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT2 (€/MWh)	Margen Bruto Energía Spot (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura CESUR (€/MWh)	Margen Neto Cobertura CESUR + CCTUR (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura ALT1 (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura ALT2 (€/MWh)
2010	T2	59	39	51	53	51	20	8	3	6	8
	T3	60	41	51	50	49	19	9	3	10	11
	T4	61	44	52	49	49	16	9	4	12	12
2011	T1	63	50	54	49	50	13	9	4	14	13
	T2	65	53	57	51	52	12	8	2	14	13



Cuadro y gráfico 16 Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T2 de 2010 a T2 de 2011 para el segmento doméstico

Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP, OMIE y CNE el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2011 y CNE para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNE para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

Por último, si dentro del segmento doméstico se analizan por separado los puntos de suministro con derecho a TUR (tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA) y sin derecho a TUR (resto de tarifas de acceso), se llega a las siguientes conclusiones:

El margen neto sobre el coste de adquisición de energía al precio resultante de las subastas CESUR descontado el coste de comercialización de la tarifa de último recurso para aquellos puntos de suministro que tienen derecho a TUR resulta negativo (-0,1 €/MWh y -1 €/MWh en los años móviles que terminan en T1 y en T2 de 2011, respectivamente). No obstante, para aquellos puntos de suministro que no tienen derecho a la TUR, este mismo margen es 12 €/MWh y 10 €/MWh en el año móvil que finaliza en el T2 de 2010 y T2 de 2011, respectivamente.

Año	T	Tipo Doméstico	Precio Medio Facturado Energía (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo CESUR (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura CESUR (€/MWh)	Margen Neto Cobertura CESUR + CC TUR (€/MWh)
2011	T1	DOMESTICO TUR	62	54	7	- 0
		DOMESTICO NOTUR	67	53	14	12
	T2	DOMESTICO TUR	64	57	7	- 1
		DOMESTICO NOTUR	68	56	12	10

Cuadro 17 Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía a través del precio resultante de la subasta CESUR (€/MWh), y margen sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T1 de 2011 a T2 de 2011 para el segmento doméstico diferenciando entre aquellos puntos de suministro con y sin derecho a TUR.

Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP, OMIE y CNE el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2011 y CNE para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNE para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

3.4.2 Segmento pymes

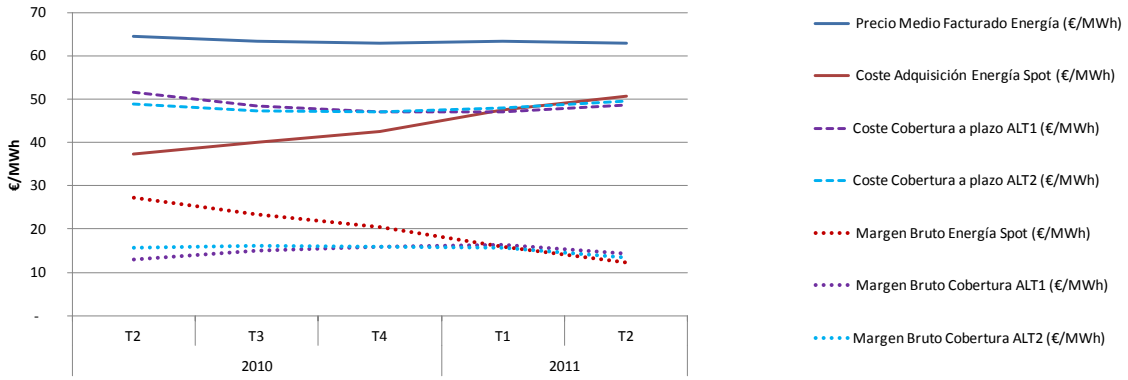
El segmento pymes está formado por puntos de suministro que no tienen derecho a la TUR, por lo que en general, sus ofertas no suelen estar referenciadas a los precios TUR. Por ese motivo, no parece adecuado estimar el costes de adquisición de la energía en los mercados de producción a partir de la estrategia de cobertura a plazo al precio de las subasta CESUR. En su lugar se han utilizado las estrategias de cobertura de un horizonte más amplio calculadas en los mercados a plazo y como referencia también se ha recogido en el gráfico, el coste de adquisición de energía en el mercado spot.

Como se puede ver en el siguiente gráfico, el precio medio facturado por la energía en el segmento pymes sigue aproximadamente, la evolución del coste estimado de las coberturas en los mercados a plazo.

La cobertura de la alternativa 1, debido a su fórmula de cálculo, toma referencias de precios de los mercados a plazo más lejanas en el tiempo y para el año móvil que termina el T2 de 2010, interioriza los altos precios de la energía del cuarto trimestre del año 2008 alejándose ligeramente del coste de energía estimado con la cobertura de la alternativa 2. Para el resto del horizonte temporal objeto de estudio, ambas coberturas llevan aproximadamente a los mismos resultados, con unos márgenes de 14 €/MWh - 13 €/MWh para el año móvil que finaliza en el T2 de 2011, considerando las dos alternativas de cobertura contempladas en este informe. Estos 14 €/MWh - 13 €/MWh representan un margen de 11% - 10% sobre la facturación total y un 28% - 26% sobre el coste de energía estimado a través de la alternativa 1 y 2 de cobertura en el mercado a plazo anteriormente definidas. Se destaca la estabilidad del margen obtenido a partir de la metodología basada en coberturas mediante precios a plazo.

Estos márgenes no incorporan ningún coste de comercialización.

Año	T	Precio Medio Facturado Energía (€/MWh)	Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT2 (€/MWh)	Margen Bruto Energía Spot (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura ALT1 (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura ALT2 (€/MWh)
2010	T2	65	37	52	49	27	13	16
	T3	63	40	48	47	23	15	16
	T4	63	42	47	47	20	16	16
2011	T1	63	47	47	48	16	16	16
	T2	63	51	49	49	12	14	13



Cuadro y gráfico 18. Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T2 de 2010 a T2 de 2011 para el segmento pymes

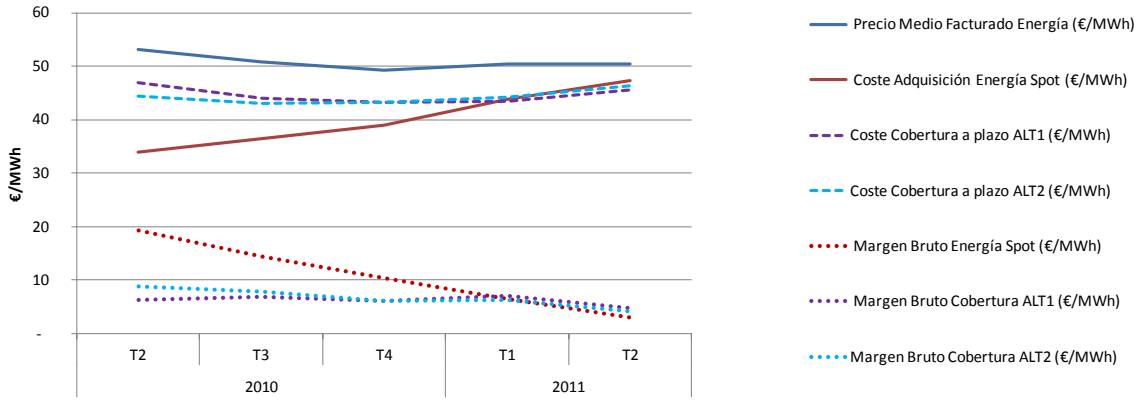
Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNE el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2011 y CNE para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNE para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

3.4.3 Segmento industrial

En el segmento industrial, se incluyen principalmente, puntos de suministro conectados en alta tensión. Como ocurría en el segmento pymes, la evolución del precio medio facturado de energía en este segmento sigue la evolución del coste estimado de energía a través de estrategias de cobertura en los mercados a plazo. No obstante, las diferencias entre el precio medio facturado por la energía y los costes estimados de energía en los mercado a plazo son menores que los del segmento pymes. Esta diferencia se estima en el entorno de los 5 €/MWh - 4€/MWh para el año móvil que termina el 30 de junio de 2011 (con las estrategias de cobertura contempladas en este estudio[47]) y representa un 6%-5% sobre la facturación total y aproximadamente un 11% - 9% sobre el coste estimado de la energía.

Cabe señalar una evolución decreciente de estos márgenes durante el periodo de análisis, teniendo en cuenta cualquiera de las dos estimaciones de cobertura a plazo realizadas. Estas estimaciones de márgenes no incluyen coste de comercialización.

Año	T	Precio Medio Facturado Energía (€/MWh)	Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT2 (€/MWh)	Margen Bruto Energía Spot (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura ALT1 (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura ALT2 (€/MWh)
2010	T2	53	34	47	44	19	6	9
	T3	51	36	44	43	14	7	8
	T4	49	39	43	43	10	6	6
2011	T1	50	44	43	44	7	7	6
	T2	50	47	46	46	3	5	4



Cuadro y gráfico 19 Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T2 de 2010 a T2 de 2011 para el segmento industrial

Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNE el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2011 y CNE para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNE para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

[47] Alternativa 1 y alternativa 2

4. COMPARADOR WEB DE OFERTAS

El pasado 27 de abril de 2011, La Comisión Nacional de la Energía puso en marcha una herramienta web que permite a los consumidores comparar las distintas ofertas de las empresas comercializadoras de gas y electricidad. Esta aplicación, disponible en el sitio web de la CNE (www.cne.es), o en el acceso directo (www.comparador.cne.es), permite obtener en tiempo real una referencia de las alternativas más económicas y que mejor se adapten a las necesidades de los consumidores, según su perfil específico de suministro.

El objetivo de la aplicación "Comparador de Ofertas" es el de facilitar a los consumidores la comparativa de precios y servicios de las ofertas de gas y electricidad disponibles en el mercado de manera sencilla y personalizada para su volumen de consumo y ubicación geográfica.

Para ello, la regulación facultó a la CNE (Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre) a solicitar a los comercializadores de gas y electricidad la información de las ofertas dirigidas a colectivos de consumidores, con el objetivo de desarrollar esta herramienta.

Actualmente dicha herramienta recoge más de 500 ofertas de 26 comercializadores. En relación al número de ofertas eléctricas, la herramienta recoge casi 200 ofertas eléctricas y más de 200 ofertas duales.

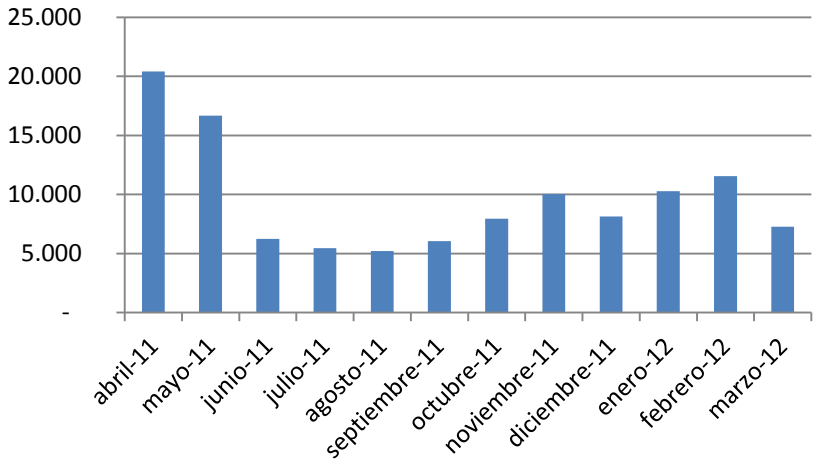


Gráfico 21 Evolución del número de visitantes distintos al comparador web de la CNE desde la puesta en marcha del mismo (Abril, 2011). Información mensual. Fuente: CNE