

El mercado de electricidad

Ramón Fernández Ferro, Dr. Ingeniero Industrial
Licenciado en Ciencias Económicas



INTRODUCCIÓN

La modernización del sistema eléctrico español, nacida de la Ley 54/97, del Sector Eléctrico e, indirectamente, de la Directiva de la Unión Europea sobre mercado interior de la electricidad, radica, fundamentalmente, en la liberalización del sistema eléctrico y especialmente de los subsectores de generación y de suministro.

La pieza básica creada por la Ley para hacer posible el régimen competitivo en la generación es el mercado de electricidad, cuya gestión está encomendada a la **Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A., OMEL**, creada a finales de 1997 a tal efecto.

El mercado de electricidad es una bolsa donde se negocian las operaciones de compraventa de esta singular mercancía. Del mismo modo que a la Bolsa de Valores acuden quienes deseen adquirir o vender activos financieros, al mercado eléctrico acuden los productores de energía eléctrica por una parte y los compradores por otra; presentan sus ofertas económicas de venta y de compra electricidad, se produce la casación de las mismas y, como resultado de ella, se determinan los precios (uno para cada hora de cada día) a que se liquidarán las transacciones, así como las cantidades a vender o a comprar por cada uno de los agentes del mercado, en cada una de las unidades de producción o consumo.

La originalidad de los mercados de electricidad reside en el carácter no almacenable del producto de manera que, en cada instante, la cantidad vendida debe coincidir exactamente, no sólo con la cantidad comprada, sino con la consumida. Ello

hace necesarios una serie de mecanismos y dispositivos que compatibilicen los aspectos comerciales (comprar y vender) con los técnicos (generar y consumir).

El transporte y la distribución, así como su retribución, y con objeto de aprovechar los elementos de monopolio natural inherentes a su naturaleza, permanecen regulados, pero la Ley ha introducido en ellos un elemento de liberalización no desdeñable. Se trata del acceso de terceros a las redes de transporte o de distribución, mediante el pago de un peaje establecido en las tarifas específicas aprobadas por el **Ministerio de Industria y Energía**.

El subsector final de la cadena, el de comercialización, nace con la ley 54/97 pues, con anterioridad a ella, esta actividad estaba subsumida en la de distribución, que implicaba también la venta de electricidad a los consumidores conectados a las redes y líneas propiedad del distribuidor. A partir de la Ley, los comercializadores actúan, al igual que los generadores, en régimen de competencia. Negocian y pactan con sus clientes, que deben ser consumidores cualificados (la cualificación supone, en la actualidad, un consumo superior a 1 GWh al año), las condiciones y precios de suministro de la electricidad. Merced al acceso de terceros a las redes a que antes se hizo mención, estas negociaciones y pactos pueden realizarse con independencia de la ubicación del consumidor y de la propiedad de las redes a que estén conectados.

GÉNESIS Y NACIMIENTO DEL MERCADO

El mercado de electricidad inició sus operaciones el día 1 de enero de

1998 con la entrada en operación del mercado diario. Para que ese día el suministro eléctrico se realizase a través del mercado, fue necesario un dilatado y profundo proceso de negociación con las Instituciones y sectores afectados, así como de estudio y de preparación de la normativa legal que lo hizo posible y que se resume en las líneas siguientes.

La **Comisión de la Unión Europea** dio el primer paso en este sentido. Desde hacía mucho tiempo venía impulsando la liberalización de la electricidad de modo semejante a la existente en la generalidad de los productos industriales.

La materialización de esta idea en una disposición sobre la creación de un mercado europeo de electricidad sin fronteras y en el que los consumidores de cualquier país pudiesen adquirir electricidad al productor comunitario que les ofreciese mejores condiciones, se demoró algún tiempo debido tanto a la naturaleza de la electricidad como mercancía que no se puede almacenar, ya mencionada, como a los altos costes asociados a la multiplicidad de líneas de transmisión.

Después de arduas negociaciones y de ensayar multitud de textos, el 19 de diciembre de 1996 se aprobó la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Los principios de libertad de establecimiento de instalaciones de generación (ya sea mediante licitación o mediante autorización administrativa), de despacho de grupos de

generación por criterios de precedencia económica, de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución (ya sea regulado o negociado), de separación contable y de gestión de los subsectores eléctricos y de cualificación de los consumidores para elección de su suministrador, constituyen el núcleo de la directiva, que encomienda a los países miembros la puesta en vigor de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en la misma.

El segundo paso, aunque su firma precedió en algunos días a la directiva, fue el Protocolo Eléctrico. A mediados de 1996, el **Ministerio de Industria y Energía**, inicia los trabajos y consultas con empresas e instituciones relacionadas con el sector eléctrico, con el fin de elaborar las bases para la liberalización del sector, en línea con lo que estaba sucediendo en el contexto europeo en torno a la directiva antes mencionada.

El esbozo del nuevo modelo preveía un escenario de liberalización caracterizado, básicamente, por la implantación de un mercado organizado de electricidad, para cuya gestión se previó la creación del operador del mercado, y por la libre elección de suministro por parte de los consumidores.

Inmediatamente se constituyeron varios Grupos de trabajo que estudiaron, discutieron, debatieron y prepararon una copiosa documentación, desarrollando las ideas generales contenidas en el Protocolo y que sirvió de base para la redacción de la normativa legal correspondiente.

Finalmente, y sobre la base de la documentación antes mencionada, se redactó el proyecto de la Ley del Sector Eléctrico, que, después de una interesante tramitación parlamentaria, se aprobó el 27 de noviembre de 1997 y se publicó el día 28, adoptando el número 54/1997.

En su preámbulo se establecía como objetivo principal de la misma: *“La presente Ley tiene, como fin básico,*

*«Estas negociaciones
y pactos pueden
realizarse con
independencia de la
ubicación del
consumidor y de la
propiedad de las
redes a que estén
conectados»*

establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico”.

Más adelante se anuncia una progresiva reducción de la intervención estatal: *“Sin embargo, a diferencia de regulaciones anteriores, la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone. No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico.”*

A continuación se explicita la línea liberalizadora que informa la modernización del sector y la creación del mercado de electricidad: *“El propósito liberalizador de esta Ley no se limita a acotar de forma más estricta la actuación del Estado en el sector eléctrico. A través de la oportuna segmentación vertical de las distintas actividades necesarias para el suministro eléctrico, se introducen cambios importantes en su regulación. En la generación de energía eléctrica, se reconoce el*

derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista.”

La promulgación de la Ley puede considerarse el fin del principio. En un brevísimo lapso de tiempo se publicaron cuatro Reales Decretos y una Orden Ministerial que desarrollaron los aspectos de la Ley imprescindibles para que el día 1 de enero de 1998, fecha prevista al efecto, empezase a funcionar el nuevo modelo y, en particular, el Mercado de Electricidad.

Los mencionados textos fueron los siguientes:

- Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998 (incluyen las tarifas de acceso a las redes para uso de los consumidores cualificados)

- Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de energía Eléctrica.

- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

El Real Decreto 2019/1997 desarrolló la Ley en sus aspectos relativos a la constitución del mercado, estableciéndose a su vez por la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 29 de diciembre de 1997 (posteriormente modificada parcialmente por la de 17 de diciembre de 1998), la regulación más específica relativa a la forma de presentación de las ofertas y a la retribución e imputación de

la garantía de potencia (este concepto retribuye la disponibilidad real de las centrales de generación, con independencia de su funcionamiento como resultado del proceso de casación).

Con esta batería legislativa pudo comenzar el funcionamiento del mercado la fecha prevista de primero de año; sin embargo, a lo largo de 1998 e incluso de 1999 fue completándose y retocándose el conjunto normativo.

Se trata, básicamente, y en lo que al mercado se refiere, de las siguientes disposiciones:

- La Orden de 14 de julio de 1998 establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos, en lo que respecta a su actuación en el mercado, para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

- El Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, modifica las tarifas de acceso a las redes y adelanta notablemente el calendario de liberalización previsto, de modo que a desde el 1 de octubre de 1999, tienen la condición de consumidores cualificados aquellos cuyo consumo anual, por punto de suministro o instalación, sea igual o superior a 1 GWh.

- El Real Decreto Ley 6/1999 vuelve a retocar dicho calendario estableciendo que el 1 de julio del 2000 serán cualificados los consumidores cuyo suministro se efectúe a tensión superior a 1 kV.

La última pieza normativa, aprobada inicialmente con el nacimiento del mercado y que se ha ido modificando para incorporar la nueva legislación o eventualmente su modificación, así como las necesidades que su propio funcionamiento ha venido reclamando, está constituida por las Reglas de Funcionamiento del Mercado

Efectivamente, la Ley 54/1997; el Real Decreto 2019/1997, y la Orden de 29 de diciembre de 1997, antes citados, establecen la regulación y las normas fundamentales por las que ha de regirse el mercado de pro-

ducción de energía eléctrica; pero dicha regulación, por su propia naturaleza no puede alcanzar el detalle necesario para el funcionamiento diario del mismo.

A ese detalle atienden las Reglas, que contienen los procedimientos necesarios para el funcionamiento y desarrollo del mercado de energía eléctrica, su gestión económica, la participación en el mismo de los productores, distribuidores, comerciali-

«Es decir, el mercado intradiario, además de ser un mercado de ajuste y de resolución de infactibilidades, puede ser también un mercado de oportunidades.»

zadores y consumidores cualificados, así como la comunicación entre agentes, operadores del mercado y del sistema y de estos entre sí.

ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

Este mercado se configura como el conjunto de transacciones económicas efectuadas por los agentes que participan en el mismo. Los agentes son las empresas habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes vendedores los productores (que en general tienen obligación de ofertar) y, como compradores, los distribuidores (con obligación de compra para suministrar a sus clientes a tarifa integral) y los comercializadores y consumidores cualifica-

dos (sin dicha obligación, es decir comprarán o no, en función de sus necesidades y del precio resultante). Los agentes externos, es decir Compañías eléctricas o consumidores residentes en otros países, pueden actuar como compradores o vendedores según su naturaleza.

A efectos de presentación de ofertas, se consideran como unidades independientes a cada uno de los grupos térmicos existentes (aunque pertenezcan a la misma central), a las unidades de producción hidráulica y a las unidades de producción eólica. Las unidades de producción hidráulica o eólica pueden contener varios grupos hidráulicos o eólicos respectivamente, siempre que satisfagan ciertos requisitos establecidos en la orden de 29 de diciembre de 1997.

La parte organizada del mercado se estructura en tres unidades fundamentales: el mercado diario, el mercado intradiario y los procesos de operación técnica del sistema. Al margen de esta parte organizada, los productores pueden celebrar contratos bilaterales físicos con los consumidores cualificados. Estas transacciones son independientes de la casación en la parte organizada del mercado pero se integran en los programas de funcionamiento con ellas.

Los procesos de presentación de ofertas, de casación de las de compra y de venta, así como la comunicación de los resultados están totalmente informatizados, utilizando la tecnología internet para las comunicaciones entre los agentes y los operadores (del mercado y del sistema) y de éstos entre sí. No es necesaria ni una sola conversación telefónica ni mucho menos postal o por fax.

La gestión económica del mercado está encomendada a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A., OMEL, que es responsable de la gestión del mercado, de la solución de restricciones técnicas, en colaboración con el operador del sistema, de la obtención del precio final de la energía para cada

agente y de las liquidaciones de todas las transacciones originadas en el mercado.

Red Eléctrica de España, S.A. tiene encomendadas la funciones del operador del sistema, y, en su calidad de tal, es responsable de la gestión de los procesos de operación técnica del sistema y de salvaguardar la adecuada seguridad y calidad del suministro.

El mercado diario

El mercado diario es la pieza fundamental del de electricidad y en él que se realizan la mayoría de las transacciones. Se celebra todos los días, en una única sesión, con efectividad para cada una de las 24 horas del día siguiente, que en principio son independientes entre sí. Se trata de 24 mercados horarios resueltos en un solo acto.

En él deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles por la parte de potencia no vinculada a un contrato físico. Se exceptúa de la obligación de presentar ofertas a los productores en régimen especial contemplados en el artículo 27 de la Ley. La parte demandante son los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

Las ofertas de venta y compra pueden realizarse considerando hasta 25 tramos de energía en cada hora, en cada uno de los cuales se oferta una cantidad de energía y el precio de la misma. El precio en cada tramo debe ser creciente en el caso de las ventas y decreciente en el caso de las compras.

Las ofertas de venta pueden ser simples o incorporar opcionalmente condiciones adicionales en razón de su contenido. Las ofertas simples se presentan para cada periodo horario y unidad de producción con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas complejas, además, incorporan alguna o algunas de las condiciones adicionales de indivisibilidad, de gradiente de carga, de ingresos mínimos o de parada pro-

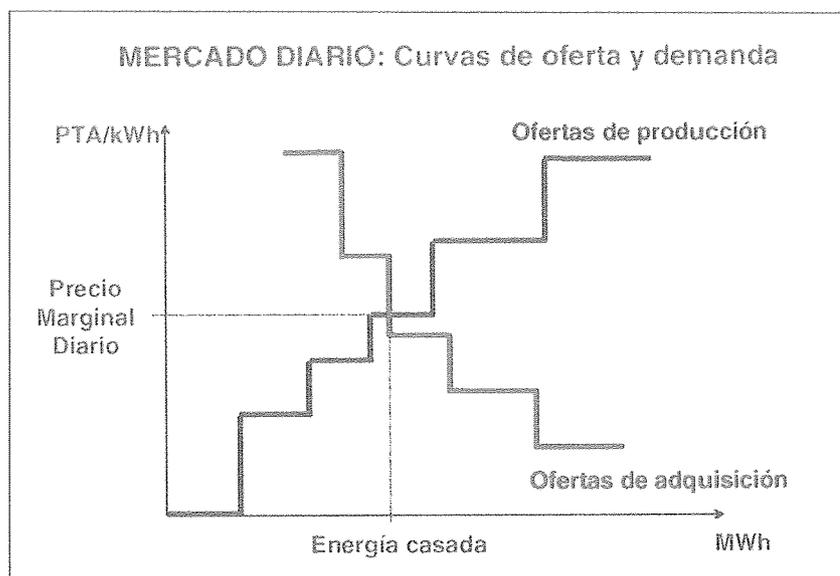
gramada. Estas condiciones de complejidad tienen la finalidad de evitar, en lo posible, la infactibilidad de los programas y supeditan el resultado de la casación de un período horario al de los contiguos o a todos los del día. Por eso, la independencia de los mercados horarios no es absoluta y su casación debe resolverse simultáneamente.

Las ofertas de adquisición pueden incorporar precio (curva de demanda elástica decreciente) o no incorporarlo (curva de demanda rígida). Contrariamente a las de venta, no pueden incluir condiciones adicionales de complejidad.

La casación de las ofertas de compra y venta de energía se realiza a las 10:00 horas del día. El precio resultante para cada periodo horario, el precio marginal, será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada. El programa informático de casación construye las

Al programa resultante de la casación se incorporan los contratos bilaterales físicos que se van a ejecutar en el día así como la producción en régimen especial que no ha presentado ofertas al mercado. El resultado de dicha incorporación se denomina Programa diario base de funcionamiento y consta de los siguientes componentes:

- El precio marginal para cada hora.
- La energía eléctrica casada para las unidades de producción y adquisición en cada hora
- El orden de precedencia económica de las ofertas de venta
- La energía eléctrica programada para las unidades de producción exceptuadas de la obligación de presentar ofertas.
- Excedente de los productores en régimen especial
- Ejecución de los contratos bilaterales físicos según comunicación de sus titulares.
- Detalle de la producción y consumo de las ofertas casadas



curvas de oferta y de demanda, como se representa esquemáticamente en la siguiente figura, y determina el punto de equilibrio, obteniendo el resultado de la casación con el precio marginal y la programación de entrada en la red para cada hora.

Una vez confeccionado el programa diario base de funcionamiento, el operador del sistema estudia la viabilidad técnica del mismo para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro. Si no se cumplen los requisitos de seguridad, los opera-

dores del mercado y sistema, conjuntamente, dan solución a dichas restricciones técnicas modificando el programa de determinadas unidades de producción. Esta modificación implica retirar del programa una cierta cantidad de energía de una unidad que estaba casada y sustituirla por la procedente de otra, que no lo estaba, precisamente por haber ofertado a un precio superior al marginal resultante. En consecuencia esta operación siempre implica un sobre costo.

Este proceso finaliza a las 14 horas con la confección del denominado Programa diario viable provisional. La denominación de provisional significa que todavía no ha terminado el proceso de programación para el día siguiente.

Los procesos de gestión técnica

Consideremos que las transacciones resultantes de la casación corregidas con la resolución de las restricciones técnicas son previsiones que, con toda seguridad no se cumplirán al 100%. Pueden surgir imprevistos tales como averías de las unidades de producción o de consumo, de las líneas de transmisión, la temperatura ambiente puede ser superior o inferior a la esperada o sencillamente puede haber errores de previsión.

Como, por otra parte, el sistema eléctrico no puede disponer de almacenamientos intermedios que resuelvan el problema, el operador del sistema necesita disponer de algunas unidades de producción que estén dispuestas a incrementar o reducir su carga para ajustarse al consumo que se vaya demandando.

Esta banda de potencia disponible constituye el servicio de regulación secundaria, que entra en escena una vez publicado el programa diario viable provisional que incorpora la solución de las restricciones técnicas. El operador del sistema asigna, mediante subasta basada en el precio marginal, la banda de regulación secundaria a subir o a bajar a las uni-

dades de producción participantes. El resultado, acumulativo, que se publica a las 16 horas, es el programa diario viable.

La mención a la regulación secundaria hace pensar en que existe una primaria. La regulación primaria es automática, los equipos generadores responden, por sí mismos, a pequeñas modificaciones del consumo, pero cuando se sobrepasa esa capacidad de regulación, es preciso recurrir a la utilización de la banda de regulación antes citada que por eso se denomina secundaria. Todavía existe la regulación terciaria que surge cuando se ha agotado la reserva secundaria y es preciso regenerarla para tenerla disponible el resto del horizonte de programación.

Estos servicios forman parte de un conjunto más amplio que recibe el nombre de Servicios Complementarios y pueden definirse como un conjunto de procesos de gestión técnica del sistema que son necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.

El mercado intradiario

Con lo dicho hasta ahora el sistema podría funcionar y así lo hizo durante los tres primeros meses de operación; sin embargo, el mercado ofrece a sus participantes la oportunidad de modificar sus posiciones de compra o de venta, es decir sus programas de producción o de consumo, ya sea para corregir las previsiones, para hacer frente a acontecimientos surgidos a lo largo del día, para mejorar el régimen de operación de las centrales productoras o de las instalaciones consumidoras o sencillamente con cualquier otra finalidad que se le ocurra al agente del mercado.

Se trata del mercado intradiario, que es sumamente flexible y se estructura actualmente en seis sesiones diarias. En él pueden presentar ofertas los titulares de unidades de producción o adquisición habilitados para presentar ofertas en el mercado

diario, así como los titulares de contratos bilaterales físicos que hayan comunicado la ejecución de los mismos a efectos del programa diario de funcionamiento correspondiente.

La participación en este mercado puede realizarse con el único requisito de respetar los compromisos previos sobre prestación de servicios complementarios y la condición, para las unidades de adquisición, de haber participado en el mercado diario o ejecutado su contrato bilateral físico.

Las ofertas de venta o de compra pueden realizarse considerando de uno a cinco tramos en cada hora, en cada uno de los cuales los precios deben ser crecientes para las ofertas de venta y decrecientes para las de compra.

Las ofertas simples contienen un precio y una cantidad de energía para cada hora. Las complejas incorporan condiciones adicionales (gradiente de carga; de ingresos mínimos o pagos máximos; de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta; de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta; de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta, y de energía máxima). La finalidad de añadir estas condiciones es, como en el mercado diario, básicamente la de evitar infactibilidades técnicas o económicas. Obsérvese que, en este mercado, las ofertas de compra también pueden incorporar condiciones adicionales, mientras que en el mercado diario, no.

Se realiza la casación de las ofertas de compra y venta de manera que el precio en cada periodo horario de programación sea igual al precio del último tramo de la oferta de venta, cuya aceptación haya sido necesaria para atender total o parcialmente las ofertas de adquisición a un precio igual o superior al precio marginal. El programa informático construye las curvas de oferta y de demanda y determina el punto de equilibrio.

Después de cada sesión del mercado intradiario, se procede al análisis y resolución de las eventuales restricciones análogamente a lo realizado para el diario.

Como proceso final, el operador del mercado establece el programa horario final cuyos componentes figuran a continuación:

- El precio marginal intradiario para cada hora.
- La energía eléctrica casada para las unidades de producción y adquisición incluyendo la incorporada en los programas anteriores.
- El orden de precedencia económica de las ofertas de venta y de compra del intradiario
- El detalle de la producción e insumos de las ofertas casadas por unidad de producción o nudo de conexión a la red.

Las sesiones del mercado intradiario van seguidas de un programa horario final. Cada uno de ellos reemplaza al anterior y refleja la posición neta de las unidades de producción o de consumo en ese momento. Éstas pueden, a la vista de dicha posición neta, decidir si intervienen o no en la sesión siguiente.

En el cuadro se recogen la secuencia de las operaciones del mercado y su horario.

como resultado de las transacciones efectuadas por todos y cada uno de ellos.

A este efecto, debe determinarse el precio final del mercado, que incorpora, para cada hora y para cada agente, los siguientes componentes:

- Precio de casación del mercado diario.
- Coste o ingreso resultante del proceso de solución de restricciones técnicas.
- Coste o ingreso del mercado de servicios complementarios.
- Precio de casación del mercado intradiario.
- Coste o ingreso de la garantía de potencia.
- Coste imputable a los desvíos.

El precio horario final de cada agente es función de su participación en cada uno de los mercados y procesos de operación técnica.

Aunque la mayoría de los conceptos integrantes del precio final han sido comentados anteriormente, sin embargo, estimamos que la garantía de potencia y los costes por desvíos requieren una explicación complementaria.

El coste por garantía de potencia o de capacidad es un componente del precio final de la electricidad en el mercado, cuyo objeto es transmitir

resulta de aplicar 1,30 pta/kWh al volumen de energía demandada, en barras de central, en el mercado organizado de producción por los consumidores finales nacionales.

Las unidades de producción tendrán derecho a obtener la retribución por garantía de potencia, siempre que hayan acreditado un funcionamiento de 100 horas equivalentes a plena carga durante el último año. La asignación a las distintas unidades de producción se realiza de manera proporcional al coeficiente de disponibilidad y a la potencia equivalente. Ésta, a su vez, es función de la potencia neta instalada y de la potencia limitada por disponibilidad de materias primas. En el caso de centrales hidráulicas, este último término es función de la producción de los últimos cinco años naturales.

Desde el 1 de enero de 1999, el coste de la garantía de potencia, para comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos es distinto que para los distribuidores.

Para el primer grupo mencionado, el coste de la garantía de potencia, tiene un valor preestablecido distinto para cada uno de los seis períodos horarios en que se ha dividido el año. Estos precios varían entre la nulidad para las horas nocturnas, los sábados, domingos, festivos y todas las horas del mes de agosto y 1,3 pta/kWh para las horas punta de la tarde de los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero. El promedio resultante es aproximadamente de 0,30 pta/kWh.

Los distribuidores deben abonar, por este concepto, una cantidad tal que el precio medio de la garantía de potencia para la totalidad del consumo, resulte a la mencionada cifra de 1,30 pta/kWh.

El otro componente mencionado del precio final, el desvío, se define como la diferencia entre la energía medida y la energía programada. Esta diferencia se produce porque a pesar de los sucesivos procesos de ajuste de los programas de producción y con-

HORARIO DE SESIONES DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

	MERCADO DIARIO	MERCADOS INTRADIARIOS					
		SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
APERTURA DE LA SESIÓN		16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
CIERRE DE LA SESIÓN	10:00	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
CASACIÓN	11:00	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
PROGRAMA BASE	11:00						
PROGRAMA VIABLE	16:00						
PROGRAMA HORARIO FINAL		19:35	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
HORIZONTE PROGRAMACIÓN	0H a 24H	21 a 24 y 0 a 24	0 a 24	5 a 24	8 a 24	12 a 24	16 a 24

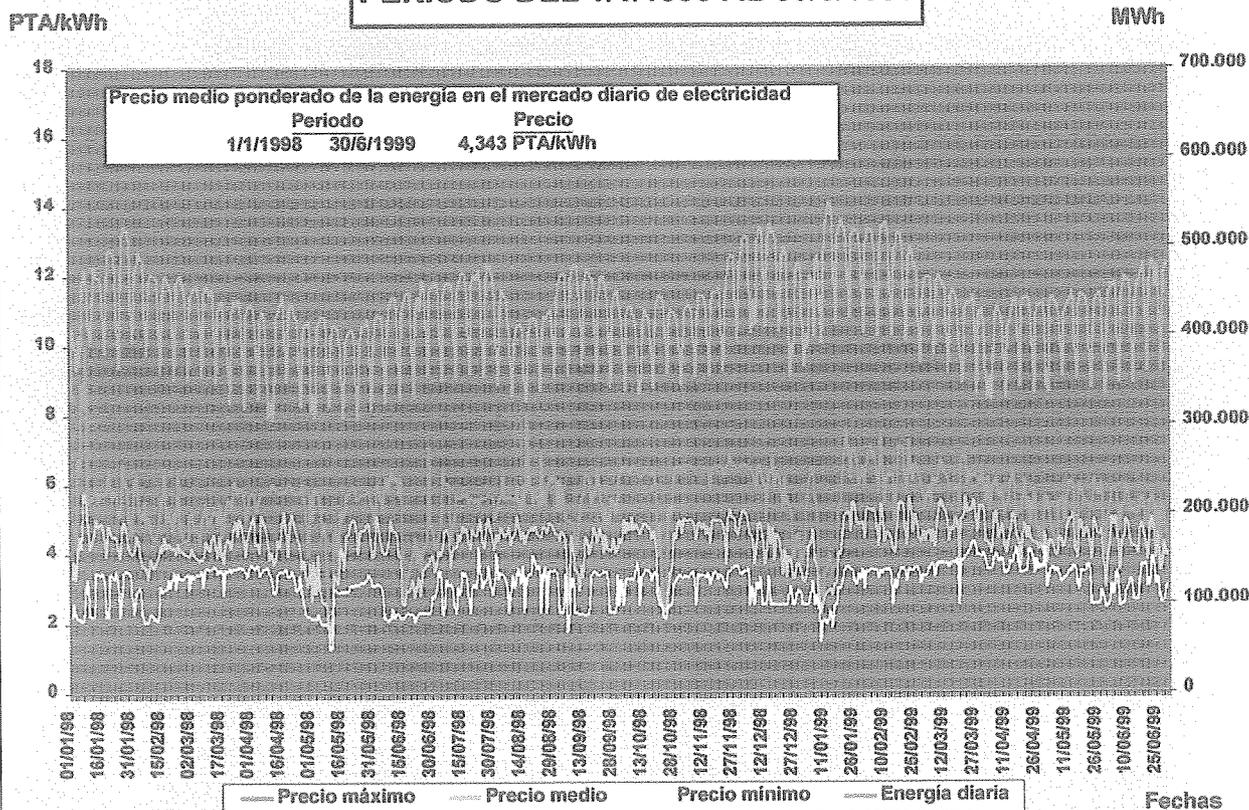
La liquidación

La liquidación del mercado de producción de energía eléctrica, que corre a cargo del operador del mercado, es el proceso mediante el cual se determina el importe a pagar por cada uno de los compradores y a percibir por cada uno de los vendedores,

una señal económica, a medio plazo, a los participantes en el mercado y que exprese, asimismo, el coste de la garantía de suministro a todos los consumidores.

El volumen total de cobros y pagos previsto en la normativa vigente por este concepto es el que

PERÍODO DEL 1/1/1998 AL 30/6/1999



Fuente OMEL

sumo, la medida real en cada contador no coincidirá exactamente con la energía programada en ese punto.

A todos los desvíos producidos, independientemente de su signo, les corresponden los costes de los procesos de gestión técnica del sistema que hayan provocado. Evidentemente estos costes forman parte del precio final del agente que haya incurrido en los mencionados desvíos. Una vez determinado el precio final para cada agente, el operador del mercado pone diariamente a disposición de los agentes la liquidación provisional correspondiente al período transcurrido del mes. Una vez terminado éste, se realiza la liquidación mensual con la confección de las notas de cargo y abono correspondientes.

Los pagos por parte de los deudores deben hacerse efectivos a través de una cuenta bancaria abierta por el operador del mercado a favor de los agentes del mercado a las 10 horas del último día hábil de la primera quincena del mes posterior al que

corresponde la liquidación. Los cobros por parte de los acreedores se realizan a las 10:30 horas del mismo día y en la misma cuenta antes mencionada.

ALGUNAS CIFRAS SIGNIFICATIVAS

En este apartado se expondrán las cifras más representativas del funcionamiento del mercado en los tres semestres completos transcurridos desde su puesta en marcha, es decir hasta el 30 de junio de 1999.

La energía contratada para el conjunto del mercado de electricidad ascendió, en el período considerado, a 237.916 GWh con un valor de 1.386.176 millones de

pesetas, es decir un promedio mensual de 13.217 GWh y 77.009 millones de pesetas respectivamente. Analizaremos separadamente la con-

MES	MERCADO CONTINUO		
	ENERGÍA GWh	CONTRATACIÓN MPTA	PRECIO MEDIO PONDERADO PTA/kWh
Enero	13.800	62.479	4,527
Febrero	14.445	50.089	4,025
Marzo	12.874	55.110	4,281
Abril	11.869	52.129	4,392
Mayo	11.814	44.649	3,779
Junio	12.466	47.050	3,774
Julio	13.664	60.264	4,410
Agosto	12.425	57.567	4,633
Septiembre	13.163	54.016	4,104
Octubre	12.619	53.076	4,206
Noviembre	12.860	61.890	4,813
Diciembre	14.455	60.659	4,196
AÑO 1998	154.454	658.978	4,267
Enero	14.710	58.582	3,982
Febrero	13.414	65.333	4,871
Marzo	13.237	65.192	4,925
Abril	12.086	53.862	4,457
Mayo	12.747	55.944	4,389
Junio	13.225	57.824	4,372
SEMESTRE 1999	79.419	356.737	4,492
TOTAL	233.873	1.015.715	4,343

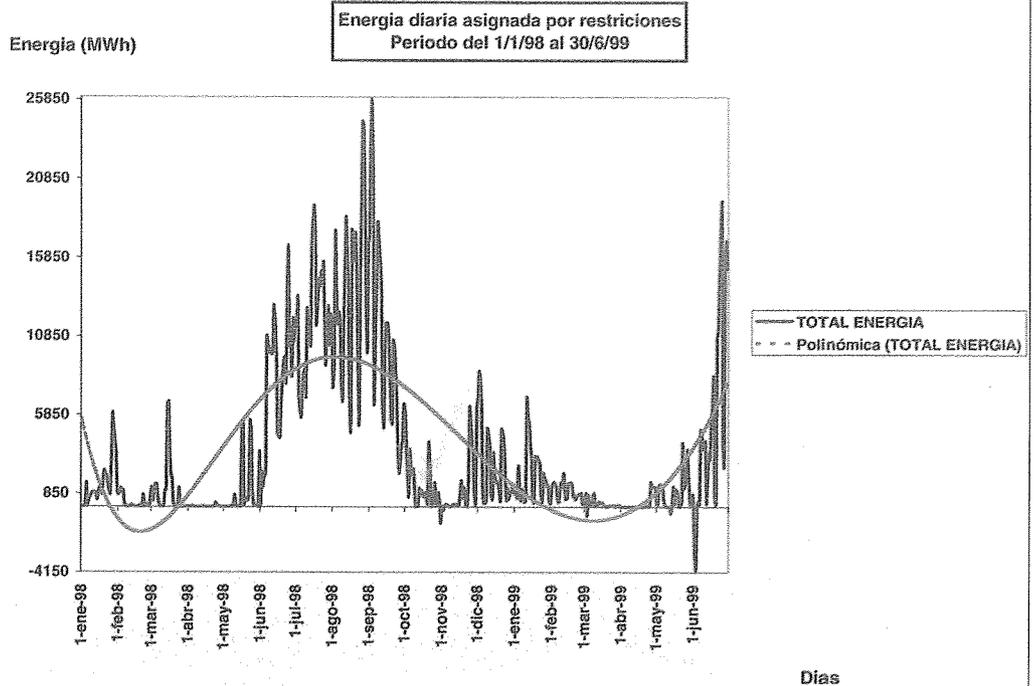
tribución de los distintos elementos del mercado

El mercado diario

El volumen de contratación en el mercado diario ha ascendido en el período considerado a 1.015.714 Mpta y a 233.873 GWh, es decir promedios mensuales de 56.389 Mpta y 12.992 GWh. Compárense estas cifras con las de contratación total consignadas más arriba para apreciar la importancia del mercado diario dentro del total del de electricidad.

En el gráfico se representan los valores máximos, medios y mínimos de los precios marginales diarios así como las cantidades de energía casadas en el mercado diario.

A su vez, en el cuadro siguiente se recogen los datos más significativos del mercado diario, en el que puede apreciarse la evolución mensual de cantidades de energía, valoración de la misma y los precios medios correspondientes.



Fuente: OMEL

Las restricciones técnicas

Como puede apreciarse en el gráfico siguiente, la incidencia de las restricciones técnicas sobre el mercado ha pasado por diversos niveles. Durante los meses de enero a mayo tuvo una incidencia muy moderada, pero durante el período estival (desde junio hasta mediados de septiembre)

ha tenido una importancia significativa. En los meses de octubre y noviembre se produjo una disminución de la cantidad de energía involucrada en la solución de restricciones técnicas, que volvió a subir en diciembre, y después nuevamente al comenzar el verano de 1999.

En todo caso, la entidad de las restricciones técnicas en nuestro sistema es muy reducida, tanto en comparación con otros sistemas eléctricos, como con el volumen de contratación del conjunto del mercado.

El mercado intradiario

El mercado intradiario inició su funcionamiento el día uno de abril y durante los tres primeros meses la contratación se realizó en dos sesiones. A partir de entonces, se ha ido incrementando el número de sesiones hasta las seis actuales.

El volumen diario de contratación en las sesiones del mercado intradiario ha seguido una tendencia levemente creciente en los meses de 1998 y una cierta estabilización en los de 1999. En el cuadro siguiente se recogen, además de la energía contratada y su valor, el coste unitario por kWh, es decir la repercusión de esta franja del mercado en el precio final del mismo. Obsérvese que este valor es negativo como consecuencia de que sus precios marginales son ligeramente más bajos que los del diario.

Esta diferencia puede animar a algún comprador a quedarse corto en el mercado diario para aprovechar la oportunidad de menor precio en el intradiario y, recíprocamente, a algún productor a pasarse en el diario con intención de recomprar, en el intradiario, el exceso vendido en el diario.

MES	MERCADO INTRADIARIO		COSTE UNITARIO PTA/kWh	PRECIO MEDIO PONDERADO
	ENERGÍA GWh	CONTRATACIÓN MPTA		
Enero				
Febrero				
Marzo				
Abril	191	580	-0,003	3,037
Mayo	182	520	-0,008	2,857
Junio	258	669	-0,013	2,593
Julio	292	864	-0,010	2,959
Agosto	261	840	-0,005	3,218
Septiembre	477	1.621	-0,007	3,398
Octubre	543	1.723	-0,018	3,173
Noviembre	808	3.244	-0,029	4,015
Diciembre	865	3.617	-0,005	4,182
AÑO 1998	3.877	13.678	-0,008	3,528
Enero	761	2.810	-0,004	3,693
Febrero	720	3.206	-0,013	4,453
Marzo	858	3.782	-0,023	4,408
Abril	683	2.551	-0,023	3,735
Mayo	543	2.130	-0,011	3,923
Junio	563	2.347	-0,006	4,169
SEMESTRE 1999	4.128	16.826	-0,011	4,076
TOTAL	8.005	30.504	-0,009	3,811

PRECIO FINAL

MES	ENERGÍA GWh	CONTRATACIÓN MPTA	PRECIO MEDIO PONDERADO PTA/kWh		
			Distribuidores	C. Cualificados	General
Enero	13.693	82169			6,001
Febrero	12.276	67.277			5,480
Marzo	12.792	72.991			5,689
Abril	12.167	71.378			5,867
Mayo	12.129	64.210			5,294
Junio	12.696	66.987			5,276
Julio	13.978	84.108			6,017
Agosto	12.711	82.240			6,470
Septiembre	13.165	74.089			5,628
Octubre	12.894	71.985			5,583
Noviembre	13.282	82.761			6,231
Diciembre	14.740	87.899			5,963
AÑO 1998	156.523	907.876			5,800
Enero	15.054	82.830	5,658	4,735	5,502
Febrero	13.657	85.109	6,381	5,508	6,232
Marzo	13.731	85.631	6,414	5,105	6,236
Abril	12.405	71.816	6,052	4,639	5,789
Mayo	13.004	74.659	6,045	4,611	5,741
Junio	13.542	78.255	6,056	4,668	5,779
SEMESTRE 1999	81.939	478.300	6,095	4,797	5,876
TOTAL	237.916	1.386.176	5,945	4,987	5,826

Es decir el mercado intradiario, además de ser un mercado de ajuste y de resolución de infactibilidades, puede ser también un mercado de oportunidades.

El precio horario final

Como se dijo anteriormente, el valor de la energía contratada en el mercado de electricidad depende, para cada agente, de las transacciones que haya realizado en los distintos mercados y procesos, de los costes de

meses, la energía total contratada neta, su valoración y el precio medio para el conjunto del mercado. Para los seis meses de 1999 se desglosa el precio medio en las dos categorías de compradores, los distribuidores por una parte y los consumidores cualificados, comercializadores, agentes externos compradores, es decir compradores a precio libre por la otra.

El menor precio medio para este segundo grupo de compradores en los meses de 1999, radica en las

garantía de suministro, de sus desvíos y de la aplicación de los cobros o pagos por garantía de potencia. Este valor constituye una referencia fundamental en el mercado de electricidad a la que se denomina precio final, y se determina con carácter horario, para cada agente.

En el cuadro se recogen, para cada uno de los 18

modificaciones introducidas en diciembre de 1998 en la garantía de potencia a que antes se hizo referencia y que significan, como se ve, una disminución de cierta importancia en su precio de compra.

Por último, en el cuadro siguiente figuran los componentes del precio final, es decir, la repercusión de cada uno de los mercados y procesos que integran el mercado de electricidad. Puede observarse la poca importancia relativa de las restricciones técnicas, de la banda de regulación, de los procesos de operación técnica (gestión de desvíos y servicios complementarios), la incidencia negativa (ya comentada) del mercado intradiario y el fuerte peso de la garantía de potencia y sobre todo del precio marginal del mercado diario.

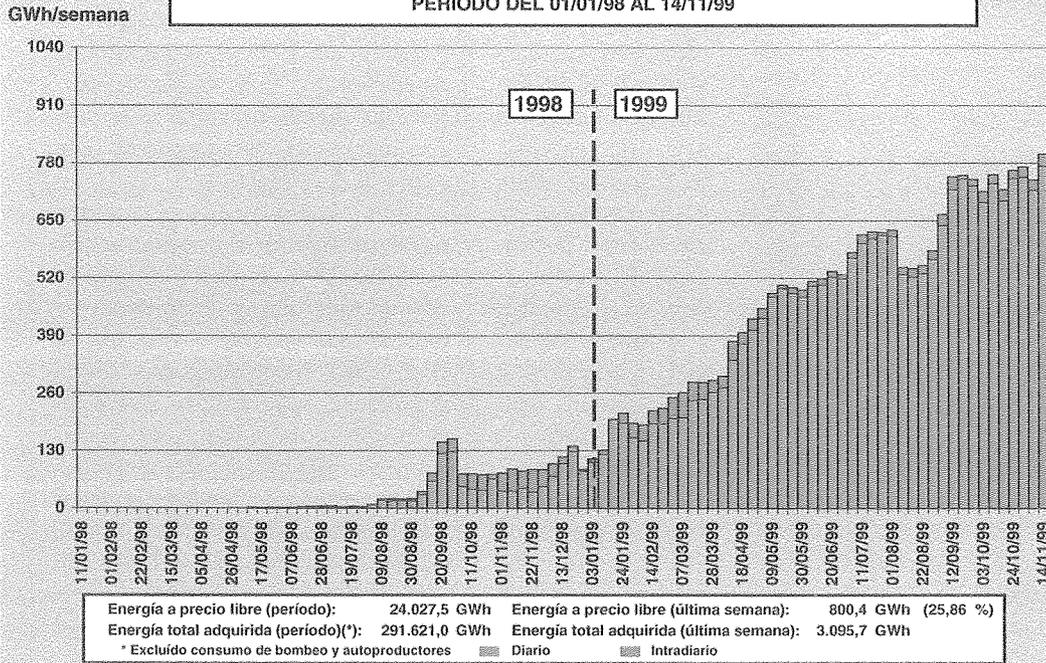
La repercusión de la garantía de potencia no es de 1,30 pta/kWh como parece deducirse de lo expuesto más arriba porque algunos consumos (bombeo), no pagan este concepto retributivo, con lo que el promedio desciende esos pocos céntimos.

Como promedio dicho precio final ha incorporado en el período de 18 meses considerado:

COMPONENTES DEL PRECIO FINAL

MES	MERCADO DIARIO PTA/kWh	RESTRICCIONES TECNICAS PTA/kWh	BANDA REGULACIÓN PTA/kWh	MERCADO INTRADIARIO PTA/kWh	OPERACIÓN TECNICA PTA/kWh	GARANTÍA POTENCIA PTA/kWh	PRECIO HORARIO FINAL PTA/kWh
Enero	4,527	0,015	0,112		0,077	1,270	6,001
Febrero	4,025	0,003	0,131		0,039	1,282	5,480
Marzo	4,281	0,009	0,104		0,011	1,284	5,689
Abril	4,392	0,000	0,176	-0,003	0,031	1,271	5,867
Mayo	3,779	0,011	0,211	-0,008	0,026	1,275	5,294
Junio	3,774	0,071	0,115	-0,013	0,046	1,283	5,276
Julio	4,410	0,104	0,206	-0,010	0,029	1,278	6,017
Agosto	4,633	0,112	0,383	-0,005	0,080	1,267	6,470
Septiembre	4,104	0,105	0,071	-0,007	0,071	1,284	5,628
Octubre	4,206	0,015	0,043	-0,018	0,054	1,283	5,583
Noviembre	4,813	0,010	0,104	-0,029	0,057	1,276	6,231
Diciembre	4,196	0,030	0,313	-0,005	0,171	1,258	5,963
AÑO 1998	4,267	0,041	0,166	-0,008	0,059	1,275	5,800
Enero	3,982	0,042	0,085	-0,004	0,162	1,235	5,502
Febrero	4,871	0,018	0,027	-0,013	0,079	1,250	6,232
Marzo	4,925	0,006	0,014	-0,023	0,052	1,262	6,236
Abril	4,457	0,002	0,014	-0,023	0,074	1,265	5,789
Mayo	4,389	0,016	0,013	-0,011	0,081	1,253	5,741
Junio	4,372	0,080	0,016	-0,006	0,055	1,262	5,779
SEMESTRE 1999	4,492	0,028	0,029	-0,011	0,084	1,254	5,876
TOTAL	4,343	0,037	0,120	-0,009	0,067	1,268	5,826

COMPRAS DE COMERCIALIZADORES, CONSUMIDORES CUALIFICADOS Y AGENTES EXTERNOS
PERÍODO DEL 01/01/98 AL 14/11/99



Fuente: OMEL

- El precio del mercado diario que representa entorno al 74,5 % del precio final.
- El coste derivado de la solución de restricciones técnicas y de los procesos de operación técnica que supusieron algo menos del 3,8% del precio final.
- La garantía de potencia que supuso, en promedio, el 21,7% del precio final.

CONCLUSIÓN

El objetivo primordial de la liberalización del sistema, desde el punto de vista económico, es la reducción del precio de la electricidad. A su vez, la pieza básica de la liberalización es la creación del mercado de la electricidad y la herramienta complementaria del acceso de terceros a las redes. La presencia de los consumidores en el mercado, ya sea directamente o a través de los comercializadores, les permite negociar con los productores y obtener el mejor precio posible.

Por su parte, los productores se ven compelidos a mejorar sus procesos de producción y a rebajar los costes para poder vender su producción en un mercado como el descrito, en

el que se despachan las unidades de generación cuyo precio de oferta es inferior al marginal.

Cabe preguntarse si los consumidores, a medida que van entrando en el umbral de cualificación, deciden acudir al mercado o, por el contrario, prefieren continuar consumiendo a tarifa integral dada su pervivencia, en principio, hasta el año 2007.

Es indudable que algunos sectores con tarifas muy confortables prefieren continuar con ellas,

pues los precios de la electricidad comprada en el mercado serían superiores. Sin embargo, una parte muy considerable de los consumidores, al adquirir la condición de cualificados, acuden al mercado, bien que en su mayor parte sea a través de las empresas comercializadoras. En el gráfico que representa el volumen de compras a precio libre, es decir por parte de comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos, se aprecia este incremento, con cierto titubeo en el mes de agosto de 1999. El porcentaje, a mediados de noviembre, era casi del 26%.

Naturalmente los pactos entre comercializadores y consumidores cualificados no son públicos y sus términos no son conocidos, pero el crecimiento de este tipo de compras en el mercado hacen pensar en una mejora sustancial de los precios y, probablemente, de otras condiciones de las compras.

Puede concluirse, por tanto, que el mercado es atractivo para la mayoría de los consumidores cualificados y que sus precios de compra de la electricidad son inferiores a los que debía pagar antes de su liberalización. ■

CURRICULUM VITAE

Ramón Fernández Ferro es Doctor Ingeniero Industrial y Licenciado en Ciencias Económicas.

Después de ejercer la profesión en la empresa privada durante 11 años, ingresa por oposición en el Cuerpo de Ingenieros Industriales al servicio del Ministerio de Industria y Energía, desempeñando, hasta 1998, varios cargos tanto en los servicios centrales como en las direcciones provinciales y, temporalmente, en la Comunidad de Madrid, como Subdirector General de Industria.

Su último destino en la Administración, fue la Jefatura del Servicio de Explotación del Sistema Eléctrico, en la dirección General de la Energía.

Desde 1 de febrero de 1998, es Jefe del Departamento de Estudios de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.