

Energía de la
Biomasa

Biomasa

Procedimientos del Régimen Especial



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO



Instituto para la
Diversificación y
Ahorro de la Energía

Energía de la
Biomasa

Biomasa

Procedimientos del Régimen Especial



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO



Instituto para la
Diversificación y
Ahorro de la Energía

TÍTULO

“Biomasa: Procedimientos del Régimen Especial”

DIRECCIÓN TÉCNICA

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

ELABORACIÓN TÉCNICA

ESCAN, S.A.

.....
Esta publicación ha sido producida por el IDAE y está incluida en su fondo editorial.

Cualquier reproducción, parcial o total, de la presente publicación debe contar con la aprobación por escrito del IDAE.

Depósito Legal: M-27149-2008

ISBN: 978-84-96680-34-0
.....

IDAE

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

c/ Madera, 8

E - 28004 - Madrid

comunicacion@idae.es

www.idae.es

Madrid, mayo 2008

Introducción	5 -
1 Evolución normativa en los últimos años	7 -
2 Aspectos que favorecen la generación en Régimen Especial	9 -
3 Inscripción en el Registro de Productores en Régimen Especial ...	13 -
4 Figura del representante	15 -
5 Opciones de venta	17 -
5.1 Venta de energía a tarifa	18 -
5.2 Venta de energía a mercado	19 -
5.3 Desvíos	21 -
6 Modelos de representación y trámites para el acceso al mercado ..	29 -
6.1 Representación en nombre ajeno y por cuenta ajena	29 -
6.2 Representación en nombre propio y por cuenta ajena	30 -
7 Requisitos	31 -
7.1 OMEL	31 -
7.2 REE	32 -
8 Ejemplos de representante	35 -
8.1 Céntrica Energía, S.L.U.	35 -
8.2 EGL España, S.L.	37 -
9 Bibliografía y referencias	39 -





INTRODUCCIÓN

Este documento tiene como principal objetivo aproximar los procedimientos del Régimen Especial a los agentes de otros sectores que potencialmente pueden ser promotores de proyectos de generación y cogeneración con biomasa. Las empresas y los particulares dedicados a otros sectores podrán conocer los aspectos que favorecen la generación eléctrica en régimen especial y la existencia de compañías asesoras especializadas en estos procedimientos, desde el inicio del proyecto hasta la venta final de la electricidad generada y que de la misma forma que una gestoría o una consultoría de temas fiscales proporciona una ayuda en la resolución de temas que no son el objeto o actividad principal del negocio de una empresa.

La publicación de IDAE denominada “Producción eléctrica y cogeneración”, Madrid, octubre de 2007, presenta una visión general sobre el Real Decreto 661/2007, de 1 de junio, por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial. La publicación es un acercamiento complementario a los puntos principales sobre biomasa que aparecen reflejados en el Real Decreto.

Con el documento actual se pretende dar un paso más para informar sobre el régimen económico de la energía eléctrica exportada a la red y presentar las diferentes opciones existentes para la toma de decisiones de un productor de energía eléctrica en régimen especial.

Durante el pasado año 2007 la producción en el denominado régimen especial aumentó considerablemente con respecto al año anterior y ello ha sido posible, en gran medida, por la aportación de las energías renovables. En concreto, la aportación de las energías renovables al conjunto del sistema eléctrico creció en un 14,4% (Fuente: Revista Energía. Marzo-Abril de 2008).



1 Evolución normativa en los últimos años

A lo largo de los últimos años ha habido diversos cambios en la regulación de la retribución del régimen especial. Estos cambios han favorecido a la cuantía económica percibida por los productores y también a la forma de instrumentalizar dicha retribución.

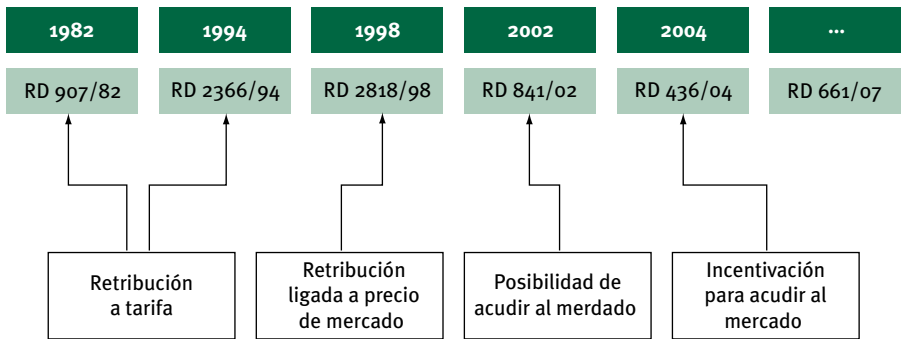
Tradicionalmente, las empresas distribuidoras venían siendo las encargadas de gestionar los pagos y las previsiones de producción de cada planta de régimen especial. Con la publicación del Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, se introduce la figura de un representante (agente vendedor), distinto del distribuidor, a través del cual es posible gestionar el régimen económico y la presentación de ofertas al mercado. A raíz de la publicación de este Real Decreto, los comercializadores iniciaron una labor comercial de captación de productores en régimen especial ofreciendo el servicio de representación. Sin embargo, la capacidad de reducción del sobre coste de desvío de las empresas eléctricas tradicionales hacía difícil competir a los comercializadores sin unidades de producción.

Esta situación dio un giro con la publicación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, al introducir la restricción de actuar como agentes vendedores a los operadores principales del sector eléctrico. Posteriormente, con el RD 1454/2005, de 2 de diciembre, se modifican determinadas disposiciones

relativas al sector eléctrico, al extender la restricción a los operadores dominantes, siempre y cuando no fueran titulares de dichas instalaciones.

Además de esta limitación a los operadores principales y dominantes, el RD 436/2004 incentivaba expresamente a los titulares de instalaciones acogidas al régimen especial para participar en el mercado, estableciendo un complemento retributivo adicional, “incentivo” a aquellos productores que optaran por vender su energía al mercado. En esta situación, el productor en régimen especial tenía 2 opciones de venta de energía: por un lado ceder sus excedentes de producción a la compañía distribuidora y cobrar una tarifa regulada, o bien vender la energía libremente en el mercado directamente o a través de un agente vendedor.

Estas dos opciones se han mantenido en el Real Decreto vigente en la actualidad, el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, si bien se añade la posibilidad de representación por parte de un agente vendedor de la opción de venta a tarifa. De hecho, este Real Decreto incentiva claramente la posibilidad de vender los excedentes a través de representante, al establecer un coste fijo de 5 €/MWh si se realiza a través de una empresa distribuidora.



Esquema de los Reales Decretos aprobados que han variado el régimen económico de la energía exportada a la red. Fuente: EGL España.

2 Aspectos que favorecen la generación en Régimen Especial

En este apartado se destacan algunos de los principales cambios incluidos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que pueden favorecer la promoción de nuevas instalaciones con biomasa.

Anteriormente, las instalaciones en régimen especial se regulaban conforme al Real Decreto 436/2004, según el cual las centrales que utilicen biomasa como combustible principal se dividían en tres grupos según el combustible utilizado:

- b.6 Cultivos energéticos y residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas.
- b.7 Estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, o procedente de vertederos controlados.
- b.8 Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal.

De esta clasificación se desprende que existían gran variedad de combustibles distintos agrupados, lo que generaba indefinición y confusión a la hora de evaluar los proyectos. Con la entrada en vigor del nuevo Real Decreto 661/2007 se consiguen los siguientes avances:

1) Reestructuración de los grupos y subgrupos

Se han reestructurado los grupos ampliando el número de subgrupos y clasificando las centrales según el combustible principal utilizado de la siguiente manera:

- a) El grupo b.6 pasa a ser:
- b.6.1 Cultivos energéticos.
 - b.6.2 Residuos de las actividades agrícolas y ganaderas.
 - b.6.3 Residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas. -
- b) El grupo b.7 pasa a distribuirse en: -
- b.7.1 Biogás de vertedero.
 - b.7.2 Biogás de digestión anaerobia.
 - b.7.3 Estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos.
- c) El grupo b.8 pasa a ser:
- b.8.1 Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.
 - b.8.2 Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.
 - b.8.3 Licores negros de la industria papelera.

2) Incrementos en las retribuciones

Los incrementos en las retribuciones de los grupos definidos en el apartado anterior se indican en la siguiente tabla.

Grupos	Descripción	P ≤ 2MW Incremento (%)	P > 2MW Incremento (%)	Observaciones
b.6.1 -	Cultivos energéticos	130,5	112,7 -	
b.6.2 -	Residuos de actividades - agrícolas y ganaderas	82,4	56	
b.6.3 -	Residuos de - aprovechamientos - forestales y operaciones - selvícolas -	82,4	71,6	
b.7.1 -	Biogás de vertedero	15,95	-	
b.7.2 -	Biogás procedente de la digestión anaerobia -	-	-	P ≤ 500 kW 89,6% P > 500 kW 40,4%

(Continuación)

Grupos	Descripción	P ≤ 2MW Incremento (%)	P > 2MW Incremento (%)	Observaciones
b.7.3	Estiércoles y biocombustibles líquidos	–	–	Nuevo Grupo
b.8.1	Procedente de industrias sector agrícola	105,2	75,5	
b.8.2	Procedente de industrias sector forestal	51,5	6,2	
b.8.3	Licores negros (Industria papelera)	–	23	P ≤ 2MW 9,28 c€/kWh

Incrementos en las retribuciones de los diferentes grupos. Fuente: APPA¹.

3) Posibilidad de hibridación

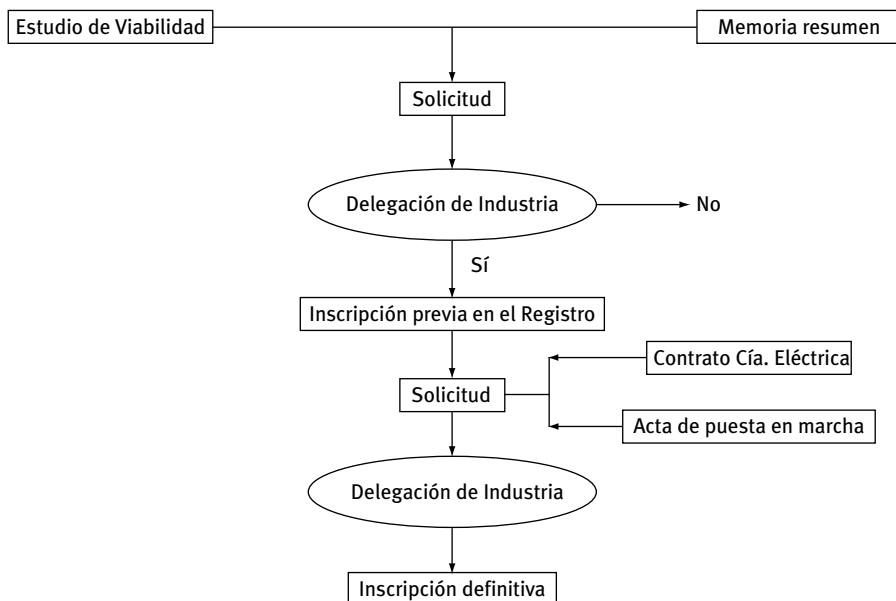
Serán instalaciones híbridas las que utilicen para la generación de energía eléctrica combustibles y/o tecnologías de los grupos o subgrupos b.1.2, b.6, b.7, b.8, y c.4, clasificándose en dos tipos según los combustibles principales utilizados o su uso conjunto con energía solar en procesos térmicos de transformación en electricidad, siendo la percepción de la retribución en función de la contribución real mensual de cada uno de los grupos o subgrupos.

¹ Asociación de Productores de Energías Renovables.



3 Inscripción en el Registro de Productores en Régimen Especial

A continuación se indica el procedimiento que ha de seguirse para que una instalación de generación eléctrica con biomasa pueda inscribirse como central productora en régimen especial. Se presenta de forma esquemática para informar a particulares, empresarios y emprendedores de otros sectores sobre los pasos a seguir hasta la inscripción definitiva.



Esquema del procedimiento para la inscripción en el Registro.

En primer lugar se debe realizar la solicitud para la inclusión de la instalación en Régimen Especial. Para ello, deberán solicitar a la Administración competente la inclusión en una de las categorías, grupo y subgrupo a los que se refiere en su artículo 2 el RD 661/2007, acreditando el cumplimiento de los requisitos necesarios para la inclusión en cada uno de ellos. Deberán acreditar además las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación. Asimismo, deberán realizar una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red y, en el caso de que ser inscritos como productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales, deberán presentar requisitos adicionales.

Los requisitos antes mencionados se pueden presentar a través de documentos como son un estudio de viabilidad y una memoria resumen. De este modo se comprueba la posibilidad real de llevar a cabo la ejecución del futuro proyecto. Ambos documentos se presentan junto con la solicitud a la Delegación de Industria para la inscripción previa en el registro.

Para realizar la solicitud de inscripción previa en el Registro de Instalaciones de producción en Régimen Especial se acompañará a la solicitud, al menos, el acta de puesta en servicio provisional para pruebas, el contrato técnico con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte. La solicitud se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente, quien deberá dar traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas.

La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la Comisión Nacional de la Energía y a la comunidad autónoma competente.

Para poder realizar la inscripción definitiva se precisa un contrato con una compañía eléctrica y, simultáneamente, se podrá realizar la solicitud del acta de puesta en servicio de la instalación. Junto con la solicitud de inscripción definitiva se deberá presentar ante el organismo correspondiente de la comunidad autónoma competente un documento de opción de venta (tarifa o mercado), un certificado que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, acreditación de la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos y, para las instalaciones que elijan la opción de mercado, la acreditación del cumplimiento de los requisitos exigidos en la legislación para los sujetos del mercado de producción. Para el caso de instalaciones híbridas se deberán presentar documentos adicionales referentes al origen de los combustibles.

Una vez realizada la inscripción definitiva, el número de registro se comunicará al operador de mercado, al operador del sistema, a la Comisión Nacional de la Energía y a la comunidad autónoma competente.

4 Figura del representante

La figura del “representante” o agente que conoce el mercado eléctrico y vende la energía sirve de ayuda para el productor en régimen especial. La empresa que actúa como “representante” como conocedor de la normativa de funcionamiento del mercado (Reglas del Mercado de Producción y Procedimientos de Operación) puede realizar la gestión de garantías bancarias, la venta de energía en el mercado diario y, en su caso, el ajuste de programas en los mercados intradiarios, la gestión de las facturas resultado de las programaciones, la liquidación de importes resultantes de la venta en el mercado, como la moratoria nuclear o el impuesto sobre la electricidad, etc. De esta manera evita que el productor tenga una dedicación de recursos al seguimiento del resultado de la actuación en el mercado, recursos que en ocasiones es muy difícil de conseguir.

Resulta evidente que el productor en régimen especial debe elegir la opción de venta que optimice su ingreso, independientemente de la complejidad operativa que la elección de una opción u otra suponga. En este contexto la figura del agente vendedor surge como la pieza que completa el puzzle, ya que, por una parte permite al titular de instalaciones en régimen especial concentrar sus recursos en su actividad de negocio y por otra permite optimizar sus ingresos aprovechando al máximo las oportunidades que la regulación ofrece.

El agente vendedor debe realizar su labor de forma absolutamente transparente, ofreciendo en todo momento al productor la información relativa a sus ingresos por la venta de su energía. Debe ayudar al productor en su interlocución con el operador del mercado y el operador del sistema, desde el envío de documentación para convertirse en sujeto/agente del mercado hasta cualquier incidencia que pueda acontecer en el día a día. El representante debe poner los medios necesarios para que el titular de instalaciones en régimen especial pueda acceder al mercado de forma sencilla, rápida y, por supuesto, exenta de errores.

El número de servicios ofrecidos, la calidad de los mismos y el coste de la representación mejoran cada día gracias a la competencia. El productor debe exigir de sus representantes un abanico de servicios, un nivel de calidad y un coste del servicio que le permita aprovechar al máximo sus recursos a la vez que optimiza sus ingresos.

Es indudable que el representante presta un servicio esencial para la mayoría de los productores de régimen especial. Pero quizá el aspecto más importante de la figura del agente vendedor es que los servicios ofrecidos por los diferentes representantes se rigen por mecanismos de mercado. En otras palabras, hay un incentivo claro de todos los agentes vendedores a:

- Dar el mejor nivel de servicio.
- Reducir los costes de desvío.
- Ofrecer unos costes de representación competitivos.

Son varios los servicios que el representante puede ofrecer al productor.

En primer lugar, el representante es el interlocutor con los operadores del mercado y del sistema, OMEL (Operador del Mercado Eléctrico) y REE (Red Eléctrica Española), respectivamente. De esta forma la fluidez de comunicación es mucho mayor, en tanto que OMEL y REE tienen menos interlocutores que si cada productor se pusiera en contacto directamente con estos organismos.

En segundo lugar, el representante es un asesor. El mercado y la regulación son cambiantes y por ello el agente vendedor debe mantener informado en todo momento a sus representados sobre estos cambios y ofrecer todas las alternativas para que el productor pueda en todo momento aprovechar las oportunidades.

Otro aspecto importante es la sencillez operativa, en especial la facilidad en el envío de previsiones. Teniendo en cuenta que los mercados se suceden a lo largo de las 24 horas del día, la facilidad con la que el titular de las instalaciones de régimen especial pueda enviar sus previsiones es clave para ahorrar recursos. Por otra parte, es fundamental que en la comunicación de previsiones productor-representante-mercado se minimicen los errores.

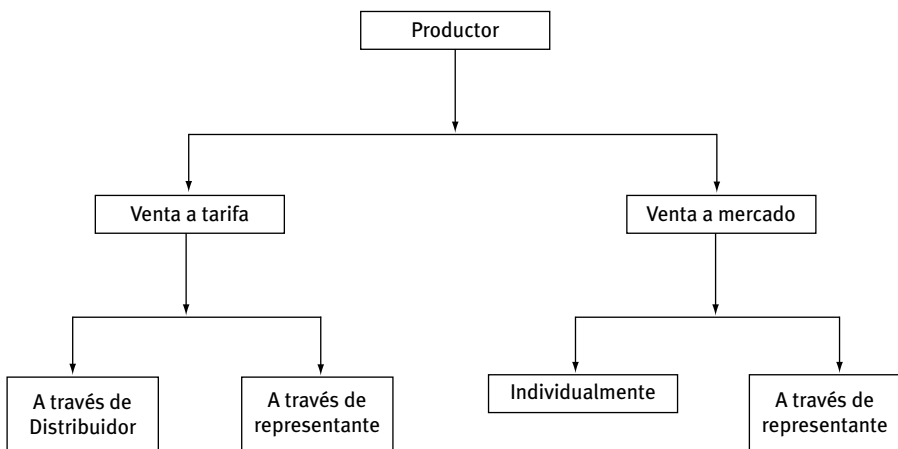
Finalmente, el representante debe realizar su labor de forma transparente. Es muy importante que el agente vendedor transmita a su representado la máxima confianza, para lo cual es primordial que le informe puntualmente del resultado de la venta de su energía.

Como en cualquier otro servicio, antes de contratar los de un representante es necesario comparar detalladamente el alcance y costes que ofrecen. En este caso es necesario poner especial atención en la evaluación de ofertas dada la variedad de servicios ofrecidos por las empresas existentes en el mercado y la rápida evolución que están experimentando.

5 Opciones de venta

La legislación actual contempla dos alternativas de ingresos a las que pueden acogerse los productores en régimen especial:

- 1 Venta de la energía a tarifa regulada, según el artículo 24.1 opción a) del RD 661/2007.
- 2 -Venta de la energía en mercado, obteniendo el precio del mercado más las primas establecidas en la legislación vigente, según el artículo 24.1 opción b) del RD 661/2007.



*Esquema de las diferentes opciones de venta de la energía eléctrica.
Fuente: EGL España.*

5.1 VENTA DE ENERGÍA A TARIFA

El productor que elija esta opción para la venta de su energía recibirá un precio fijo por cada kWh producido, y esta tarifa regulada será única para todos los periodos de programación y se determina en función de la categoría, grupo o subgrupo al que pertenece la instalación, potencia instalada y fecha de puesta en servicio. Las tarifas para la categoría b) y subgrupo a.1.3 se actualizarán anualmente.

Respecto de la situación que se contemplaba en el RD 436/2004, el RD 661/2007 establece modificaciones para las instalaciones que opten por acogerse al artículo 24.1.a). Entre otras podemos destacar las siguientes:

- Desde el 1 de octubre de 2007, las plantas con potencia instalada superior a 1 MW están obligadas a llevar a cabo ofertas de venta de energía al mercado a precio cero, a través de la distribuidora o a través de un representante, a los efectos de la cuantificación de los desvíos y la liquidación del coste de los mismos.
- El coste de desvío pasa a ser fijado en el mercado organizado por cada periodo de programación. En cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.

	A través de Distribuidor	A través de Representante
Interlocución	Productor-Distribuidor	Productor-Representante Productor-Distribuidor
Desvíos	Sin apantallamiento y 5% tolerancia	Apantallados y sin tolerancia
Cobro	30 días recep. Factura	Acuerdo con representante
Previsiones	30 h antes md, 1 h antes mi	Acuerdo con representante
Coste Productor	5 € MWh	Acuerdo con representante

Esquema de venta de energía a tarifa. Fuente: EGL España.

- Existe la posibilidad de vender la energía “a tarifa” a través de representante. Hasta el 1 de enero de 2009, fecha prevista para que entre en vigor la figura del comercializador de último recurso, el representante será el distribuidor al que se ceda la energía, si es que no se comunica la elección de operar a través de otro representante. La empresa distribuidora percibirá por este servicio un precio de 5 €/MWh cedido a partir de 1 de julio de 2008.
- Los costes de desvío varían en función de si la planta es representada a través de distribuidora o no. Si la instalación vende su energía a tarifa a través de la distribuidora, les será repercutido un coste de desvío por cada periodo de programación en el que la producción real se desvíe de su previsión individual en más de un 5%. Si la representación se lleva a cabo a través de un agente vendedor, no hay banda de tolerancia pero el coste de desvío se reduce por el efecto cartera del representante.

5.2 VENTA DE ENERGÍA A MERCADO

Dos son las entidades que gestionan las operaciones en el mercado. Por un lado OMEL (Operador del Mercado Eléctrico), es la entidad responsable de la gestión de las ofertas y liquidaciones en el mercado diario e intradiarios y REE (Red Eléctrica Española), operador del sistema y encargado entre otras funciones de la liquidación de los desvíos entre el programa en mercado y la producción real y los servicios complementarios.

En esta opción, el productor recibe el precio del mercado organizado más una prima establecida reglamentariamente. La variación más importante respecto del antiguo RD 436/2004 es el establecimiento para ciertos tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b) de una prima de referencia y unos límites superior e inferior (en función del grupo al que pertenezca la instalación), para la suma entre el precio de mercado de referencia y la prima de referencia.

Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado y para los contratos entre los titulares y los comercializadores cuando la energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario.

El precio horario del mercado diario se puede obtener en la página web de OMEL con la siguiente ruta de acceso: -

[www.omel.es/Resultados del mercado/Mercado diario/precio horario del mercado diario](http://www.omel.es/Resultados%20del%20mercado/Mercado%20diario/precio%20horario%20del%20mercado%20diario). -

Para el cálculo de la retribución horaria y a modo de ejemplo, si suponemos que una instalación que pertenece al grupo b.8, subgrupo b.8.1, potencia mayor de 2 MW y que se encuentra dentro de los primeros 15 años de su puesta en marcha, tiene establecido para el año 2008 un valor de la prima de referencia de 6,3988 c€/kWh y unos valores para el límite superior e inferior de 11,5649 y 10,7267. Si en una hora determinada el precio horario del mercado diario es, por ejemplo, de 4 c€/kWh, la suma de la prima de referencia y el precio horario es inferior al valor del límite inferior; la retribución del kWh en esa hora será el valor del límite inferior. Si en otra hora el precio horario del mercado diario aumenta y la suma de valores está entre los dos límites, entonces la retribución será la cantidad que resulte. Pero si en una hora la suma de los dos valores resulta superior al valor del límite superior, entonces la retribución será el valor del límite superior.

Frente a la opción tarifa en la que el productor tiene garantizado un precio fijo por su energía, la opción mercado plantea varias posibilidades en función de la expectativa de precio del productor.

Si la previsión de precios del kWh en el mercado organizado es alcista, el productor podrá optar por no cubrir riesgos por la posible variación del precio de su energía y recibir directamente la retribución según el precio del mercado. Sin embargo, el mercado ofrece varias posibilidades para que el productor que desee cubrir el riesgo de precio lo pueda hacer. Estos son algunos ejemplos:

- Cobertura de una carga base: en esta opción, el productor se garantiza un precio fijo para una determinada potencia, igual en todas las horas del periodo (carga base). La forma de cubrir esa carga base es diversa: contrato financiero, contrato físico, etc. Lo que debe conocer el productor en este caso es que él es el que está asumiendo el riesgo de no producir; es decir, asume un riesgo de volumen.
- Precio fijo para una producción: en este caso, el titular de instalaciones en régimen especial se garantiza un precio fijo por cada megavatio exportado. En este caso el productor no asume ningún riesgo de volumen.

Tanto en la opción de tarifa como en la de mercado, para la cogeneración con biomasa se ha establecido un complemento por eficiencia y se mantiene el complemento por reactiva.

Como se ha señalado anteriormente, es posible vender la energía en la opción tarifa a través de representante y a través de la distribuidora. En lo que respecta a la opción mercado, es posible acudir individualmente o bien a través de representante. En el siguiente esquema se muestran las diferencias entre una u otra modalidad:

	Individualmente	A través de Representante
Interlocución	Productor- OMEL/REE/Distribuidor	Productor-Representante Productor-Distribuidor
Desvíos	Sin apantallamiento y sin tolerancia	
Garantías OMEL/REE	El productor	El representante o el productor
Previsiones	De acuerdo al mercado	Acuerdo con representante
Cobro	Semanal OMEL/ Quincenal REE	Acuerdo con representante
Coste Productor	Coste administrativo y recursos	Acuerdo con representante

Esquema de venta de energía a mercado. Fuente: EGL España.

5.3 DESVÍOS

Capítulo aparte merece el ahorro en costes de desvío. Quizá este sea el concepto que más dudas plantea a los titulares de instalaciones en régimen especial.

El mercado organizado de electricidad (gestionado por OMEL) tiene la particularidad de que es necesario realizar las ventas de energía antes del momento en que realmente tenga lugar la producción. El 90% del volumen de electricidad gestionado en el mercado tiene lugar en el Mercado Diario, mercado que cierra a las 10:00 de la mañana del día D-1 para las programaciones del día D. Es decir, un productor debe enviar su previsión de producción para las 24 horas del día D antes de las 10:00 de la mañana del día D-1. Posteriormente podrá realizar cambios de su previsión en los diferentes mercados intradiarios, pero siempre deberá hacerlo con anterioridad a la producción real. Esta circunstancia hace que se produzca una diferencia entre la energía que se ha vendido en el mercado

y la que finalmente se ha vertido a la red, diferencia que se computa de forma horaria. Esta diferencia es la energía de desvío. -

De la misma forma que a un MWh vendido en una hora en el Mercado Diario se le asigna el precio resultante en esa hora, también a la energía de desvío se le asigna un precio. El coste de los desvío no es el mismo si el productor vende su energía de forma individual que si la vende conjuntamente con otros productores, es decir, estando en una cartera que vende conjuntamente a través de un representante. -

5.3.1 Si el productor vende su energía al mercado individualmente

A modo de ejemplo supongamos un productor con una previsión horaria de producción para el día siguiente, para la hora 11, de 10 MWh. Este productor venderá en el mercado 10 MWh en la hora 11. Supongamos que el Precio del Mercado Diario en esa hora es de 50 €/MWh. El productor recibirá del OMEL la siguiente cantidad:

$$10 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} = 500 \text{ Euros}$$

Posteriormente REE leerá el contador del productor y comprobará la medida. En este punto se pueden producir 3 situaciones, una de ellas es que la producción sea realmente 10 MWh y entonces no habría desvío, y dos de ellas en las que sí habría desvío de lo programado con respecto a lo producido realmente:

- a) Que la producción sea inferior a 10 MWh.
- b) Que la producción sea superior a 10 MWh.

Como hemos comentado anteriormente, la energía de desvío también tiene un precio. El precio que se asigne a la energía dependerá en último término de cómo el sistema haya tenido que reaccionar a los ajustes entre lo que han programado el conjunto de las instalaciones productoras (Programa) y la producción en tiempo real (Producción Real). Así pues, en cada hora se pueden dar dos situaciones: que el sistema haya necesitado incrementar la generación poniendo unidades de producción en marcha para mantener el equilibrio producción-demanda o que por el contrario haya necesitado disminuir la generación parando unidades de producción. Si el sistema ha necesitado incrementar la generación significará que las programaciones en mercado han sido superiores a la producción real (Programa > Producción Real), es decir, se ha vendido más de lo producido realmente y por tanto hay que generarlo; en caso contrario, significará que la producción real es superior a lo que se había programado en el mercado (Programa < Producción Real), es decir, se ha vendido más de lo que se necesitaba realmente y hay que ajustar parando instalaciones.

A los desvíos en los que Programa > Producción Real, es decir, Programa-Producción Real > 0, se les denomina Precio de desvíos “a bajar”, ya que para bajar esos desvíos se incurre en un coste al haber tenido que incrementar la producción, mientras que si Programa < Producción Real, es decir, Programa-Producción Real < 0, los desvíos son “a subir” y el coste se genera al tener que parar unidades de producción.

En nuestro ejemplo, hablamos de un productor individual que en el caso a) produce menos de lo programado, produce 8 y ha programado 10, es decir, Programa_{ej} > Producción Real_{ej} y podrá ocurrir que simplemente se le descuente el precio de los 2 MWh producidos de menos o que además se le descuente un sobrecoste que es el coste de desvío. Que se dé una opción u otra depende de lo que haya pasado con la globalidad de las ofertas, es decir, que el desvío haya sido “a favor” o “en contra” del sistema.

- Si en el sistema Programa > Producción Real, el sistema debe generar más, y la instalación del ejemplo no ha contribuido a mejorar el resultado global, ya que se ha desviado en el mismo sentido en el que se ha desviado el sistema, es decir, ha ido “en contra” del sistema y no le ha ayudado a equilibrar. Ir en contra del sistema tiene un coste, y en este caso es el de los desvíos “a bajar”, ya que la programación del sistema se ha desviado por encima de la producción real y en ese caso necesita producir para equilibrar. Por tanto, el productor del ejemplo va a “pagar” el precio de los desvíos “a bajar”, que será siempre mayor o igual al precio del mercado diario y que se construye de la siguiente forma:
- Precio desvíos a bajar = PMD + (PMD - PESUB)

Siendo PMD el precio del mercado diario y PESUB el precio medio de las energías a subir (el operador del sistema ha necesitado incrementar la generación).

Es decir, en el ejemplo se descontará, además del importe correspondiente al PDM un sobrecoste, coste de desvío, por esos 2 MWh que no ha producido.

- Si en el sistema Programa < Producción Real, el sistema debe generar menos y la instalación del ejemplo, caso a), ha contribuido al equilibrio y ha producido menos de lo programado. En este caso, la instalación del ejemplo ha ido “a favor” del sistema y por tanto no incurrirá en ningún sobrecoste, solo que simplemente no cobrará por los 2 MW que no ha producido.

La producción final es 8 MWh, el productor deberá “devolver” 2 MWh que previamente ha recibido de OMEL, con lo que el ingreso final sería:

Ingreso Mercado = 500 euros (lo que se programó)

Energía de Desvío = (8-10) x PMD = -2 x 50 = -100 Euros

Ingreso Final = 500 - 100 = 400 Euros

En el caso b) del ejemplo la instalación produce más de lo que ha programado, produce 12 y ha programado 10, es decir, $\text{Programa}_{ej} < \text{Producción Real}_{ej}$ y podrá ocurrir que simplemente se le pague por esos 2 MWh producidos de más al PMD o que se le pague algo menos que el PMD, es decir, se le descuente a sus ingresos un sobrecoste que es el coste de desvío. Que se dé una opción u otra depende de lo que haya pasado con la globalidad de las ofertas, es decir, que el desvío haya sido “a favor” o “en contra” del sistema.

- Si en el sistema $\text{Programa} > \text{Producción Real}$, el sistema debe generar más, y la instalación del ejemplo en esa hora ha ayudado al sistema ya que ha contribuido a buscar el equilibrio produciendo más de lo programado. En este caso la instalación del ejemplo ha ido “a favor” del sistema y por tanto no incurrirá en ningún sobrecoste a descontar en su ingreso al PMD sino que cobrará por esos 2 MWh de la misma forma que si los hubiera programado, es decir, al PMD.

Si la producción final es 12 MWh, al productor le tienen que “pagar” por los 2 MWh que ha producido y no ha vendido en OMEL (no programó).

Ingreso Mercado = 500 euros (según lo que programó)

Energía de Desvío = $(12-10) \times \text{PMD} = 2 \times 50 = 100$ Euros

Ingreso Final = $500 + 100 = 600$ Euros

- Si en el sistema $\text{Programa} < \text{Producción Real}$, el sistema debe generar menos y la instalación del ejemplo no ha contribuido a mejorar el resultado global, ya que se ha desviado en el mismo sentido, es decir, ha ido “en contra” del sistema y no le ha ayudado a equilibrar. Ir en contra del sistema tiene un coste, y en este caso es el de los desvíos “a subir”, ya que la programación del sistema se ha desviado por debajo de la producción real y en este caso necesita parar producción para equilibrar. Por tanto, al productor del ejemplo se le deberá aplicar una disminución sobre el PMD por los 2 MWh que ha producido de más, es decir, cobrará el precio de los desvíos “a subir”, que será siempre menor o igual al precio del mercado diario y que se calcula de la siguiente forma:
- Precio desvíos a subir = $\text{PMD} - (\text{PEBAJ} - \text{PMD})$

Siendo PMD el precio del mercado diario y PEBAJ el precio medio de las energías a bajar (el operador del sistema ha necesitado disminuir la generación).

A través del ejemplo se ha podido comprobar que el coste mínimo del desvío es cero, por lo que el desvío no supone nunca una ganancia, siendo la situación más favorable la de aplicar el precio del mercado diario a la energía de desvío.

5.3.2 Si el productor vende su energía al mercado a través de un representante

Puede ocurrir que el productor venda su energía al mercado a través de un representante y no de forma individual. En este caso, si el sentido del desvío del productor es diferente al sentido del desvío del sistema, la energía de desvío se valorará al precio del mercado diario. Si el sentido del desvío del productor y del sistema es el mismo, pero el sentido del desvío neto del conjunto de plantas del representante es contrario al sistema, la energía de desvío se valorará también al precio del mercado diario. Si el sentido del desvío del productor, del sistema y el del conjunto de plantas del representante es el mismo, la energía de desvío se valorará al precio a “subir” o a “bajar” multiplicada por un coeficiente reductor según la siguiente fórmula:

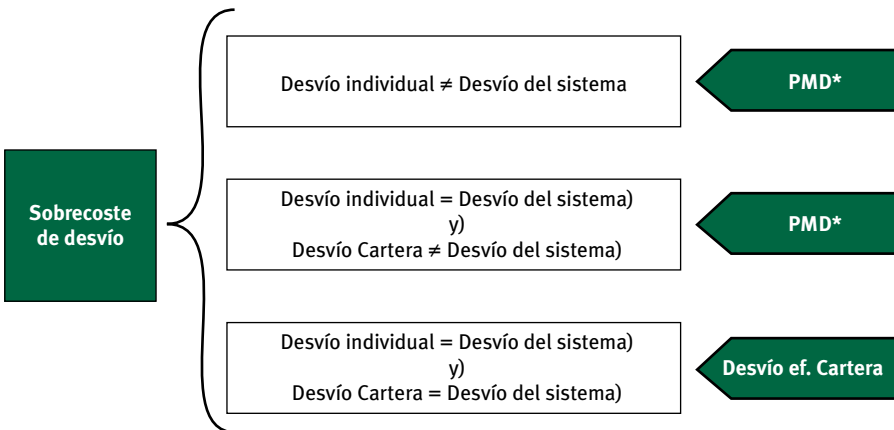
- Si la producción es menor que el programa:

$$PRECIODESVÍOCARTERAABAJAR = PMD + (PMD - PESUB)X \frac{DESVIONETOCARTERA}{\sum DESVIOSMENORPRODUCCIÓN}$$

- Si la producción es mayor que el programa:

$$PRECIODESVÍOCARTERAASUBIR = PMD - (PEBAJ - PMD)X \frac{DESVIONETOCARTERA}{\sum DESVIOSMAYORPRODUCCIÓN}$$

Siendo \sum Desvíosmenorproducción y \sum desvíosmayorproducción la suma de los desvíos de todas las plantas del sistema.



$$\left(\frac{\text{Desvío Neto Cartera}}{\sum \text{Desvíos (+ ó -)}} \right)$$

* PMD: Precio Mercado Diario

Es decir, dentro de una cartera, las plantas que tengan que pagar sobrecoste de desvío, pagan no sobre su desvío individual sino sobre el desvío neto de la cartera. Veámoslo con un ejemplo:

- Supongamos una planta que forma parte de una cartera. La planta vende 10 MWh en una hora y produce finalmente 12 MWh. El precio del mercado diario es 50 €/MWh. El precio de los desvíos “a subir” es 30 €/MWh y el precio de los desvíos “a bajar” es 50 €/MWh. El sistema produce 300 MWh más que lo que estaba programado, en el sistema se ha programado menos de lo que se produce y necesita parar producción. Por otro lado el conjunto de unidades de la cartera se desvían +20 MWh, en el mismo sentido que el sistema y por tanto “en contra” del sistema, siendo +120 MWh los desvíos por mayor producción y -100 MWh los desvíos por menor producción. Como los desvíos son por debajo de la producción real se deberá aplicar el precio de los desvíos “a subir”.

El precio del desvío será: $\text{Precio desvío} = 50 - (50-30) \times (20/120) = 46,66 \text{ €/MWh}$ (el productor recibirá 46,66 €/MWh por cada MWh que ha producido de más).

Si este mismo productor acudiese al mercado de forma individual también estaría “en contra” del sistema ya que ha hecho lo mismo que él, producir más de lo programado y el precio aplicado a los 2 MWh de desvío sería:

$$\text{Precio desvío} = 50 - (50-30) = 30 \text{ €/MWh}$$

Es decir, por estar en una cartera el productor se ahorra más de 16 €/MWh.

- Veamos otro ejemplo:

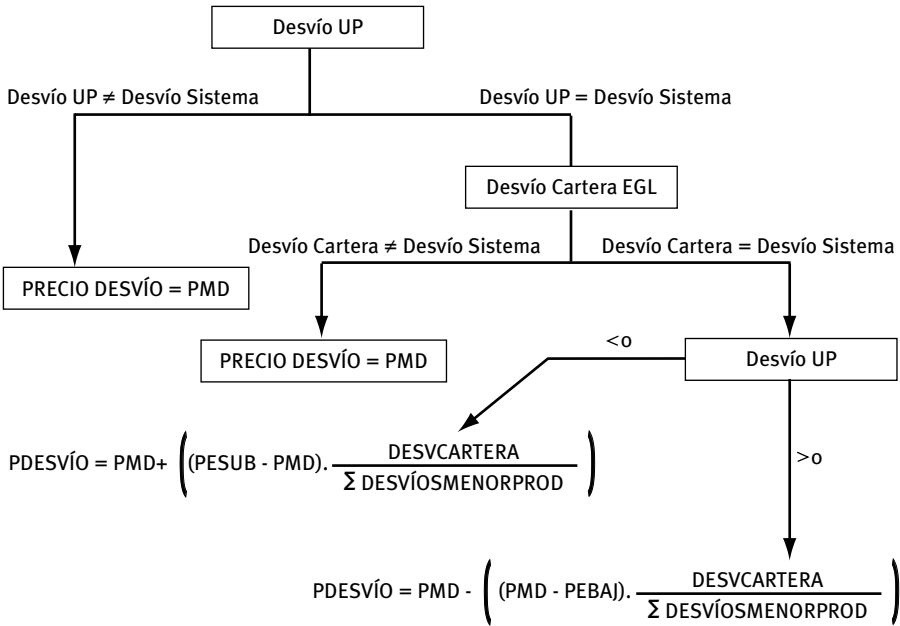
La misma planta en otra hora. La planta vende 10 MWh y produce finalmente 7 MWh. El precio del mercado diario es 50 €/MWh. El precio de los desvíos “a subir” es 50 €/MWh y el precio de los desvíos “a bajar” es 85 €/MWh. El sistema se desvía -250 MWh, produce 250 MWh menos que lo que había programado, y el conjunto de unidades de la cartera se desvían -35, en el mismo sentido que el sistema y por tanto “en contra” del sistema, siendo +80 los desvíos por mayor producción y -115 los desvíos por menor producción. -

El precio del desvío será: $\text{Precio desvío} = 50 + (85-50) \times (35/115) = 60,65 \text{ €/MWh}$ - (el productor pagará 60,65 €/MWh por los 3 MWh que ha programado y no ha producido). -

Si este mismo productor acudiese al mercado de forma individual, el precio aplicado a los 3 MWh de desvío sería: -

$$\text{Precio desvío} = 50 + (85-50) = 85 \text{ €/MWh}$$

Es decir, por estar en una cartera el productor se ahorra más de 24 €/MWh.



Esquema de los desvíos y sus sobrecostes. Fuente: EGL España.

Puede ocurrir que en una central los desvíos sean “a favor” del sistema si vendiera de forma individual pero que el desvío de la cartera sea “en contra” del sistema y en ese caso el productor individual estaría en la misma situación que si no estuviera en cartera.

En último lugar, el hecho de que los representantes actúen en competencia redundará en menores costes de representación. De hecho, es posible establecer fórmulas imaginativas como puede ser garantizar un ahorro mínimo de desvío para aquellos productores más preocupados por el coste de desvío, o bien ofrecer precios fijos para aquellos que no quieran correr el riesgo de bajada de precios.





6 Modelos de representación y trámites para el acceso al mercado

Una vez que el productor ha decidido materializar su opción de venta a través de representante, deberá elegir la modalidad de representación que más se ajuste a sus necesidades. La normativa establece 2 modalidades de representación:

6.1 REPRESENTACIÓN EN NOMBRE AJENO Y POR CUENTA AJENA

- El representante, por mandato otorgado mediante poder notarial, es el encargado de vender la energía en el mercado.
- El titular de la instalación mantiene los derechos y obligaciones de carácter económico relativos a cobros, pagos y garantías de pago.

En esta modalidad, al ser el titular de la instalación el que liquida tanto con OMEL con REE, está obligado a realizar todos los trámites administrativos relacionados con la liquidación como son:

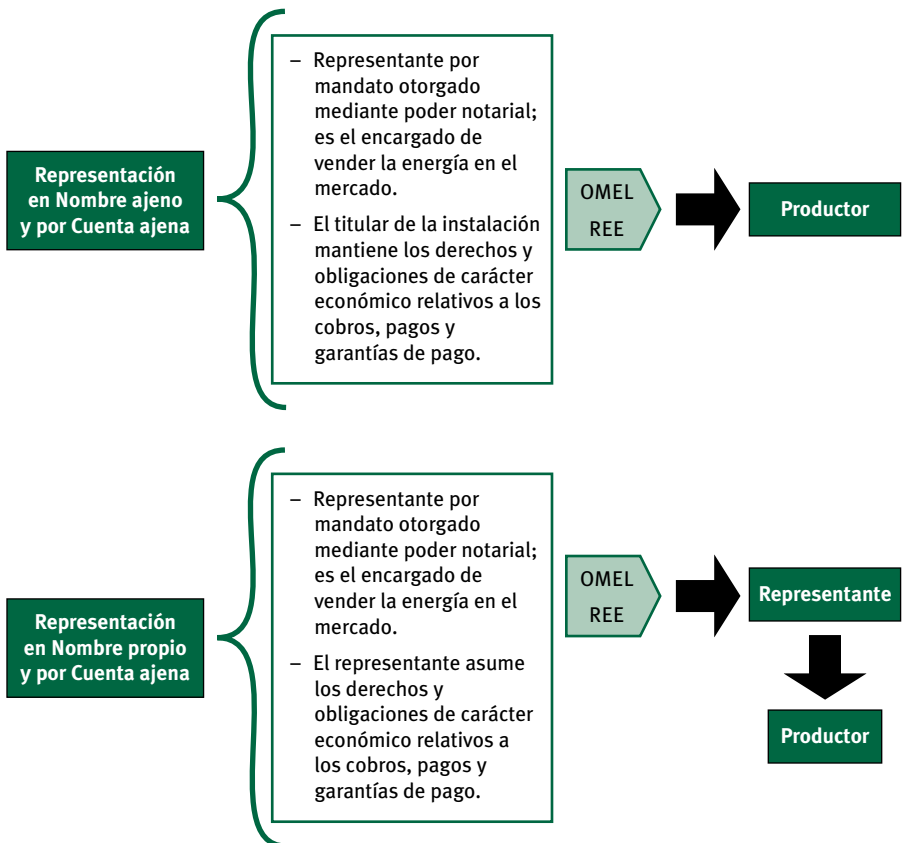
- Declaración de la Cuota de Moratoria Nuclear: el productor recibe el porcentaje correspondiente a este concepto quien a su vez lo liquida con la CNE mensualmente.
- Impuesto de Electricidad.
- Declaración de Aduanas para las operaciones realizadas con países de fuera de la UE.
- Declaraciones de IVA para las operaciones realizadas con países miembros de la UE.

6.2 REPRESENTACIÓN EN NOMBRE PROPIO Y POR CUENTA AJENA

- El representante, por mandato otorgado mediante poder notarial, es el encargado de vender la energía en el mercado.
- El representante asume los derechos y obligaciones de carácter económico relativos a cobros, pagos y garantías de pago.

En esta modalidad es el representante el que tiene que realizar todos los trámites administrativos descritos con anterioridad.

En cualquiera de las modalidades de representación descritas, la liquidación de los complementos, tales como primas, incentivos y reactiva corresponde a la empresa distribuidora.



Esquema de los tipos de representación. Fuente: EGL España.



7 Requisitos

7.1 OMEL

Los requisitos ante el Operador de Mercado Eléctrico son los siguientes:

- Ser titular de instalaciones inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía.
- Haber acreditado ante el Operador del Mercado la condición de sujeto del sistema eléctrico mediante aportación de resolución o comunicación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica en el correspondiente Contrato de Adhesión.
- Prestar garantías suficientes, cuya aceptación corresponde al Operador del Mercado, para garantizar las obligaciones de pago contraídas por su participación en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.
- Medios informáticos adecuados y conexión a Internet.

Se presentará en OMEL la solicitud de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado por duplicado (Modelo I para entidades residentes)².

A dicha solicitud de Adhesión al mercado deberán acompañarse los documentos siguientes:

- Personas de contacto (Modelo III).

² Los modelos pueden descargarse desde la web del operador del mercado.

- - Datos de unidades de producción, de adquisición y unidades físicas (Modelo IV).
- - Datos de liquidación y facturación (Modelo V).
- - Declaración de los solicitantes de las tarjetas de acceso al Mercado (Modelo XIII).
- - Modelo XVI (sólo para las instalaciones a tarifa).

Una vez examinada la documentación presentada y verificada su conformidad se procederá de la forma siguiente:

- - Se firmará el Contrato de Adhesión a las Reglas de Mercado.
- - Se entregará la tarjeta de acceso al Sistema de Información del Operador del Mercado, así como la guía de instalación del software del lector de tarjetas. Se devolverá por el agente el acuse de recibo correspondiente (Modelo XI).

7.2 REE

Los requisitos ante Red Eléctrica Española son:

- - Certificado provisional o definitivo de alta en el Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL).
- - Ser titular de instalaciones inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica.
- - Haber acreditado ante el Operador del Sistema la condición de sujeto del sistema eléctrico mediante aportación de resolución o comunicación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- - Prestar garantías suficientes para garantizar la operación en el mercado y las obligaciones de pago derivadas de los sobrecostes del sistema. Éstas se depositan ante Meff Services³, mediante depósito en efectivo o aval bancario.
- - Las plantas con potencia instalada mayor de 10 MW tendrán que acreditar la adhesión a un centro de Control homologado.
- - La documentación a enviar a Red Eléctrica Española es la siguiente:
 - Solicitud de admisión como Sujeto del Mercado.
 - Solicitud de alta en el mercado de la instalación.
 - Declaración de representación o de comercialización.
 - Poder notarial del representante.
 - Datos y persona de contacto.

³ MEFF Services es la empresa encargada de realizar las liquidaciones y la facturación por parte de REE.

Existen unos trámites comunes a ambas entidades que enumeramos a continuación:

- Poder notarial a favor del representante bien en “Nombre y por cuenta ajena” o en “Nombre propio y por cuenta ajena”.
- Poder notarial del responsable de la firma de los modelos por parte de la empresa que acrediten las facultades de operar en nombre de la empresa.
- Copia del DNI del apoderado.
- Copia del CIF de la empresa.
- Copia de la Inscripción Definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones en Régimen Especial.
- Toda la documentación tiene que estar en poder de REE cinco días hábiles antes de la entrada de la instalación en la cartera del representante.
- La entrada en la cartera del representante siempre será a día 1 de mes salvo en los 2 casos siguientes:
 - Que se trate de una instalación nueva.
 - Que no cambie de régimen económico.



8 Ejemplos de representante

Como ejemplo de empresas cuya actividad puede resultar ilustrativa a los interesados en introducirse en actividades relacionadas con el Régimen Especial, en este documento se han escogido dos empresas representativas, pudiendo encontrar en la página de OMEL otras empresas con actividades similares (agentes comercializadores) siguiendo la ruta www.omel.es/agentes/directorio de agentes/agentes comercializadores.

8.1 CÉNTRICA ENERGÍA, S.L.U.

La empresa Céntrica Energía tiene su origen en la compañía British Gas. Ésta fue creada en el año 2003 y empezó a comercializar sólo “energía verde”.

El esquema de la comercialización de energía eléctrica sin empresas intermediarias (como Céntrica) es:

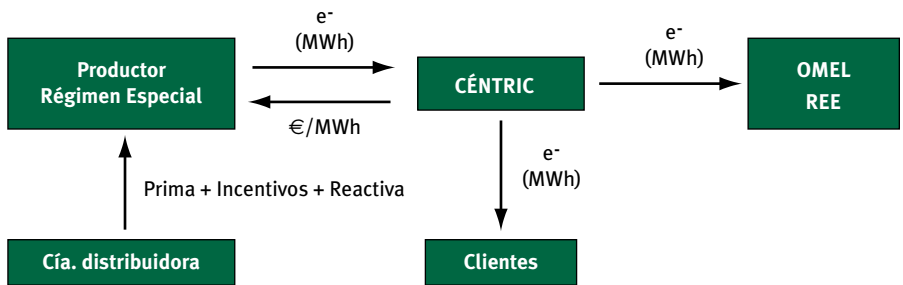


Esquema de la comercialización de la energía eléctrica. Fuente: Céntrica Energía.

Desde abril de 2004, Céntrica Energía Generación, S.L.U. ha apostado por dotar a los productores en Régimen Especial de una serie de productos completamente innovadores en un segmento dominado, hasta ese momento, por una tarifa regulada que daba y continúa dando a ciertos grupos de Régimen Especial una extrema rigidez en un negocio que tiene un gran recorrido en el denominado mercado libre.

En el esquema vemos que Céntrica realiza las labores de representante de los generadores para vender la energía que producen.

La complejidad de las normas de mercado, el control de las liquidaciones que se realizan así como las garantías a depositar y el seguimiento de las mismas hacen que sea un beneficio contar con la asesoría de un experto energético que facilite la participación en mercado como se muestra en el siguiente esquema.



*Esquema del papel desarrollado por Céntrica en el mercado eléctrico.
Fuente: Céntrica Energía.*

Las distintas novedades regulatorias que han afectado a las Instalaciones de Régimen Especial desde el año 2004, han permitido que se hayan desarrollado una serie de servicios totalmente integrados para este tipo de instalaciones, que sin duda alguna abarcan el cien por cien de las necesidades de los productores.

Muchos de estos productos han requerido un importante esfuerzo informático con desarrollos propios y de inversión, con nuevos sistemas, como es el caso del Centro de Control de Céntrica (CENDES), que comenzó a funcionar en diciembre de 2006 y que hoy da servicio a más de 1.300 MW instalados correspondientes únicamente a plantas de régimen especial y cuya potencia instalada, tal y como define la normativa, es superior a 10 MW.

Igualmente, las instalaciones pueden llegar a acuerdos bilaterales de venta de energía, tanto con comercializadores como Céntrica, como con clientes finales

y donde el mismo valor destacado en las tablas junto con la expectativa de los niveles de precio a futuro del mercado mayorista resulta ser el factor clave en la toma de decisiones.

Los servicios que ofrece Céntrica en este ámbito son:

- Planteamiento de estructuras de coberturas de precio que eliminen el riesgo de mercado.
- Ofertas conjuntas de gas y electricidad.
- Definición de estrategias de funcionamiento de las instalaciones en los diferentes mercados y subastas para optimizar en todo momento la retribución proveniente de mercado.
- Establecer contratos bilaterales con clientes finales que aseguren la compra de la energía a precios competitivos.
- Gestión de certificados de origen de energía renovable con clientes finales con el fin de ofertar productos de suministros eléctricos fundamentados en energía verde.
- El 100% de los ahorros en el sobre coste del desvío derivado del efecto cartera de CEG repercutirá íntegramente en la rentabilidad del productor.

La empresa trabaja de modo que siempre asegura por lo menos el pago del precio marginal horario (PMH). En caso de pérdidas o ventas por debajo de ese valor, ella se responsabiliza económicamente.

8.2 EGL ESPAÑA, S.L.

Fundado en Laufenburg, Suiza, en 1956, el Grupo EGL está especializado en la venta al por mayor de energía eléctrica en toda Europa, operando en mercados organizados como Powernext (Francia), EEX (Alemania), OMEL (España), etc. En España comienza a operar en el año 2001, donde persigue hacer frente a las necesidades energéticas de nuestro país. Asimismo, pretende incrementar su capacidad de producción en los mercados clave para lo cual EGL está desarrollando actualmente varios proyectos relacionados con energías renovables y con la generación de electricidad.

Dentro del abanico de potenciales proveedores de productos y servicios de electricidad, EGL España es una alternativa para los clientes que en el marco de las oportunidades ofrece la liberación del sector energético.

Las principales actividades de EGL en el mercado español son:

- Comercialización de electricidad y gas.
- Gestión de energía eléctrica.

- Importación/exportación de electricidad en el mercado de la interconexión entre Francia, Portugal y España.
- Gestión de gases de efecto invernadero.
- Proyectos de generación participando en proyectos de energías renovables, en diferentes regiones de España, teniendo un papel muy activo en diversos proyectos de generación de energías con biomasa, en concreto participando en proyectos de generación de energía eléctrica y térmica a partir de residuos agrícolas, proyectos de investigación y desarrollo de nuevos sistemas de producción, recolección y valorización de biomasa.
- Asesoramiento y productos financieros también forman parte de su actividad comercial diaria en el ámbito de la energía eléctrica y de la gestión de plantas y redes.

Como partícipe de Sociedades Proyecto, EGL aporta:

- Experiencia y fiabilidad técnica, colaborando en la optimización del diseño e implantación de los proyectos.
- Conocimientos de la legislación y de las tramitaciones necesarias para la obtención de permisos.
- Solvencia financiera, aportando solidez a la sociedad proyecto.
- Negociación de la financiación, con un equipo experto en financiación de proyectos energéticos.
- Conocimiento del mercado eléctrico, reduciendo de manera amplia las incertidumbres de los cambios en el mercado que pudieran afectar a la viabilidad del proyecto.
- Amplia experiencia en la gestión de la energía en el mercado eléctrico optimizando los beneficios.

9 Bibliografía y referencias

- APPA: www.appa.es
- Céntrica Energía: www.centricaenergia.es
- EGL: www.egl-espana.com
- OMEL: www.omel.es
- REE: www.ree.es

IDA Instituto para la
Diversificación y
Ahorro de la Energía

c/ Madera, 8 - 28004 Madrid
Tel.: 91 456 49 00. Fax: 91 523 04 14
comunicacion@ida.es
www.ida.es



P.V.P.: 5 € (IVA incluido)