



IBERDROLA

Comisión Nacional
del Mercado de Valores
REGISTRO DE ENTRADA
Nº 2010105783 30/07/2010 10:58


**A LA DIRECCIÓN GENERAL DE MERCADOS PRIMARIOS DE LA
COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES
(DEPARTAMENTO DE INFORMES FINANCIEROS Y CONTABLES)**

Julián Martínez-Simancas Sánchez, mayor de edad, con D.N.I. número _____ en vigor, y domicilio a efectos de notificaciones en _____, calle _____, en nombre y representación de IBERDROLA, S.A. (en adelante, "Iberdrola" o la "Sociedad"), en su condición de Secretario General y del Consejo de Administración de Iberdrola,

EXPONE

- I. Que el 12 de julio de 2010 la Sociedad recibió de esa Dirección General un requerimiento de información, de fecha 7 de julio de 2010, relativo a los informes financieros anuales individuales y consolidados correspondientes al ejercicio social finalizado el 31 de diciembre de 2009 (el "Requerimiento de Información"). Se acompaña para mejor referencia una copia del Requerimiento de Información como Anexo 1.
- II. Que mediante este escrito, la Sociedad procede a dar respuesta al Requerimiento de Información, siguiendo para ello la misma estructura del citado requerimiento. A tal efecto, se adjunta como Anexo 2 la contestación a las cuestiones planteadas en el Requerimiento de Información.

En virtud de lo expuesto,

SOLICITA a esa Comisión Nacional que, teniendo por presentado este escrito junto con la documentación anexa al mismo, se sirva admitirlo y, previos los trámites oportunos, proceda a tener por cumplimentado el Requerimiento de Información.

Bilbao, a 29 de julio de 2010.

IBERDROLA, S.A.

El Secretario General y del Consejo de Administración

1. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN CON LOS CONTRATOS DE CESIÓN DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DE MÉXICO.

En primer lugar, es preciso señalar que la denominación exacta de los contratos suscritos por Iberdrola con la Comisión Federal de Electricidad de México (en adelante, "CFE") es "Contrato de compromiso de capacidad de generación y compraventa de energía asociada".

El objeto de los referidos contratos es, tal y como se explicita en los mismos, el siguiente:

"Cláusula 2: Objeto del Contrato ¹

El objeto del presente Contrato es la provisión de Capacidad Neta Garantizada y la venta de la Producción Neta de Energía asociada con dicha Capacidad Neta Garantizada, por el Productor a la Comisión de conformidad con las Especificaciones Contractuales. Para tal efecto, el Productor deberá (a) programar, diseñar, construir y llevar a cabo todas aquellas actividades necesarias para poner en operación las instalaciones de conformidad con lo establecido en este Contrato, a fin de asegurar el suministro a la Comisión de la Capacidad Neta Garantizada a más tardar en la Fecha Programada de Operación Comercial, (b) operar, ser propietario y mantener las Instalaciones de conformidad con lo establecido en este Contrato, y (c) vender a la Comisión la Producción Neta de Energía asociada a la Capacidad Neta Garantizada, todo lo cual será realizado de conformidad con los términos y condiciones del presente Contrato."

1.1 Descripción de los riesgos y beneficios que mantiene Iberdrola respecto a los activos arrendados.²

Tal y como señala la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, la "CNMV" o la "Comisión"), la NIC 17 *Arrendamientos*, en su párrafo 8 establece que "[s]e clasificará un arrendamiento como financiero cuando se transfieran sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Por el contrario, se clasificará un arrendamiento como operativo si no se han transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad."

A continuación, se revisarán los ejemplos contenidos en los párrafos 10 y 11 de la NIC 17, relativos a las situaciones que harían clasificar a un arrendamiento como financiero:

¹ Ejemplo del contrato de la central de Tamazunchale. La redacción del resto de los contratos es similar.

² En la respuesta a este punto, se explicará qué ocurriría en caso de que se produjese una reducción en el rendimiento de los activos arrendados como consecuencia de variaciones en la demanda, o se obtuviesen pérdidas por capacidad ociosa.



10. El que un arrendamiento sea financiero u operativo dependerá de la esencia económica y naturaleza de la transacción, más que de la mera forma del contrato.

Ejemplos de situaciones que, por sí solas o de forma conjunta, normalmente conllevarían la clasificación de un arrendamiento como financiero son:

Ejemplo	Aplicación al caso analizado
<p>(a) el arrendamiento transfiere la propiedad del activo al arrendatario al finalizar el plazo del arrendamiento;</p>	<p>No. Cumplido el plazo de los contratos (25 años) la propiedad de las instalaciones continúa siendo de Iberdrola, que podrá utilizarlas durante el resto de su vida útil (35 años) para comercializar la producción libremente, como ya lo hace en la actualidad con los excesos de capacidad sobre la comprometida en los contratos con CFE en varias centrales.</p>
<p>(b) el arrendatario tiene la opción de comprar el activo a un precio que se espera sea suficientemente inferior al valor razonable, en el momento en que la opción sea ejercitable, de modo que, al inicio del arrendamiento, se prevea con razonable certeza que tal opción será ejercida;</p>	<p>No. El arrendatario no tiene ninguna opción de compra ni ningún otro tipo de derecho sobre el activo.</p>
<p>(c) el plazo del arrendamiento cubre la mayor parte de la vida económica del activo incluso si la propiedad no se transfiere al final de la operación;</p>	<p>En la actualidad, la vida útil estimada es de 35 años y el contrato tiene una duración de 25 años, de modo que queda libre, adicional a la parte comprometida, un 30% de la vida útil estimada. No existe compromiso alguno con posterioridad a la extinción del contrato, teniendo capacidad para la comercialización a terceros. Asimismo, hay que tener en cuenta que en la actualidad algunas empresas similares, que operan en los Estados Unidos de América, están considerando un plazo de 40 años de vida útil.</p>



Ejemplo	Aplicación al caso analizado
<i>(d) al inicio del arrendamiento, el valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento es al menos equivalente a la práctica totalidad del valor razonable del activo objeto de la operación; y</i>	Ver 1.4.
<i>(e) los activos arrendados son de una naturaleza tan especializada que sólo el arrendatario tiene la posibilidad de usarlos sin realizar en ellos modificaciones importantes.</i>	No. Los ciclos combinados son una tecnología estándar que puede ser utilizada por cualquier empresa. En México existen ciclos combinados que son propiedad de la CFE pero también existen otros ciclos explotados por productores independientes, como Gas Natural-Unión Fenosa.

11. Otros indicadores de situaciones que podrían llevar, por sí solas o de forma conjunta con otras, a la clasificación de un arrendamiento como de carácter financiero, son las siguientes:

Ejemplo	Aplicación al caso analizado
<i>(a) si el arrendatario puede cancelar el contrato de arrendamiento, y las pérdidas sufridas por el arrendador a causa de tal cancelación fueran asumidas por el arrendatario;</i>	No. En casos de incumplimiento de la disponibilidad (ver posteriormente), el arrendatario podría cancelar el contrato y las pérdidas serían para el arrendador, que en este caso es Iberdrola.
<i>(b) las pérdidas o ganancias derivadas de las fluctuaciones en el valor razonable del importe residual recaen sobre el arrendatario (por ejemplo en la forma de un descuento por importe similar al valor en venta del activo al final del arrendamiento); y</i>	No. Tal y como se ha explicado anteriormente, no existe opción o derecho alguno sobre el activo para el arrendatario (la CFE) al final del contrato.



Ejemplo	Aplicación al caso analizado
<i>(c) el arrendatario tiene la posibilidad de prorrogar el arrendamiento durante un segundo periodo, con unos pagos por arrendamiento que son sustancialmente inferiores a los habituales del mercado.”</i>	No.

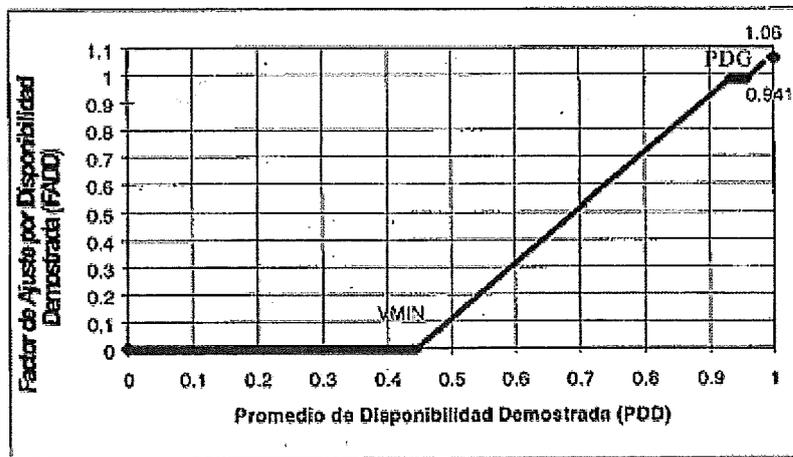
No es un requisito o una condición del contrato que la **toda la capacidad** de la instalación se dedique en exclusiva a cumplir el objeto del contrato. La capacidad adicional de la planta puede destinarse al suministro a otros clientes. Aunque se explicará posteriormente, parece extraño que un mismo activo pueda ser considerado parcialmente como arrendamiento financiero y parcialmente como arrendamiento operativo.

En este sentido, en las bases de conclusión de la CINIIF 4, en sus párrafos 9 a 12, respecto de las partes de un activo, se establece que “FC 12: [s]in embargo, a la vista de los comentarios de quienes respondieron, el CINIIF decidió aclarar que la interpretación debía aplicarse a acuerdos en los cuales el activo subyacente representara la partida contable separada en la NIC 16 o en la NIC 38.” Esta afirmación refuerza la conclusión de que, salvo que se trate de un elemento identificable y tratado por separado, de conformidad con la NIC 16 o la NIC 38, no podría considerarse una parte de un mismo elemento como un subyacente separado, a efectos de esta interpretación y de la NIC 17.

En relación con lo solicitado en el punto 1.1 por la CNMV:

Iberdrola mantiene todos los riesgos y beneficios sobre los activos afectos a los contratos con CFE, como se expone a continuación:

- Iberdrola conserva el riesgo de la operación, como se demuestra en el siguiente cuadro:



Puede verse que el ingreso (que en el contrato se denomina "carga") puede llegar a ser cero si la disponibilidad demostrada está por debajo del 0.4924 de la probabilidad garantizada. También se deduce del gráfico que el ingreso se reduce al 50% si la disponibilidad efectiva se queda en el 70% de la comprometida en origen.

Que la planta esté disponible no significa que esté en funcionamiento, sino que está en condiciones de arrancar en el momento en el que la CFE lo indique.

Por tanto, respondiendo a las cuestiones concretas de la Comisión, no existe relación alguna entre la demanda y los ingresos de capacidad y los cargos de capacidad nada tienen que ver con el factor de carga de la central de que se trate.

- La CFE no tiene la capacidad o derecho de operar el activo, ni de dirigir a otros para que lo operen, puesto que ésta capacidad es exclusiva de Iberdrola, siendo precisamente la forma en que Iberdrola opera el activo la que le permite tener la eficiencia suficiente para producir los beneficios económicos deseados, los cuales no son transferidos a la CFE.

El acceso físico al activo está reservado a Iberdrola, que es el titular de las plantas. El mantenimiento, la programación de la central y la designación de los terceros que prestan el servicio son responsabilidad de Iberdrola.

- Iberdrola es responsable del desmantelamiento de las instalaciones al final de su vida útil.
- El contrato establece un cargo fijo de capacidad por el cual se garantiza la disponibilidad de la planta para la producción de un cierto número de MW, por lo que el precio por MW –que es la unidad de producto entregado– sería fijo. En los casos en que Iberdrola no cumpla con la totalidad de la disponibilidad por causas atribuibles a la Sociedad (por ejemplo, como consecuencia de un daño a un transformador o turbina, resultado de un mantenimiento inadecuado), se penalizará a Iberdrola con un importe equivalente al tiempo en que su planta no estuvo disponible para la producción de los MWs garantizados.

Por otra parte, el cargo de energía representa un traspaso del costo de los insumos que Iberdrola adquiere para producir los MWs garantizados. La unión de estos dos cargos nos permite concluir que el precio que Iberdrola está ofreciendo es un precio por MW, ya que el cargo/ingreso fijo de capacidad representa el costo fijo de producir un MW y el cargo/ingreso de energía representa un traspaso del cargo/ingreso variable estándar de producción.

- Existe un riesgo tecnológico. La elección del tecnólogo (GE, Alstom, Siemens, etc.) es del productor, lo que tiene a su vez otros efectos, dado que Iberdrola tiene que cumplir con la Capacidad Neta Garantizada, tal y como se describe en el Objeto del Contrato. En caso contrario, además de una penalidad, Iberdrola ve reducido para toda la vida del contrato el límite



máximo del ingreso por capacidad, lo que disminuye de entrada esos ingresos por capacidad.

Las centrales tienen una degradación de potencia, por lo que la elección de la tecnología concreta supone un riesgo que no se traslada al arrendatario.

Adicionalmente, debe ponderarse que el productor adquiere un compromiso de 25 años y que los problemas que pueden presentarse en esos 25 años por parte de la tecnología o del tecnólogo (insolvencia, disponibilidad de repuestos, etc.) no son trasladables al arrendatario.

- El productor oferta la disponibilidad de la totalidad del plazo del contrato (25 años), lo que da lugar a los Promedios de Disponibilidad Garantizada. Un riesgo que impacta de forma muy importante en los ingresos y que no es trasladable al arrendatario surge de las indisponibilidades por averías, de que los mantenimientos –a lo largo de 25 años– no coincidan con los planificados con antelación o de la modificación de la duración de los mismos.
- Los problemas de indisponibilidad pueden generar un incumplimiento del contrato. En este supuesto, el arrendatario puede rescindir el contrato y las pérdidas sufridas por el arrendador a causa de tal cancelación serán asumidas por éste.
- Iberdrola se compromete durante 25 años a facturar energía con un consumo unitario garantizado de gas por KWh y a facturar cargos por seguros y gastos de operación y mantenimiento también garantizados. El hecho de que estos consumos unitarios de gas o gastos de operación y mantenimiento (incluidos los seguros) sean peores o mejores en los 25 años de duración del contrato es un riesgo que no se traslada al arrendatario.
- Las instalaciones pueden tener mayor capacidad que la sometida al contrato. Dicha capacidad adicional puede ser comercializada a terceros, lo cual se denomina “Comercialización de Capacidad Adicional”.

De la misma forma que existe un riesgo de reducción de la potencia por degradación y, consecuentemente, de los cargos de capacidad, la potencia demostrada por las centrales puede ser superior a la Capacidad Neta Garantizada, lo que genera una Capacidad Adicional que puede comercializarse a terceros privados a través del régimen de Autoabastecimiento previsto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (“LSPEE”) y el Reglamento que desarrolla dicha Ley.

Los activos pueden diseñarse o no con esta Capacidad Adicional. En el caso de México, las pruebas aportan capacidades mayores a las previstas, lo cual nunca supone un riesgo adicional, sino una oportunidad, ya que no implica inversión adicional significativa ni costes de operación y mantenimiento incrementales.



Iberdrola ya está comercializando energía en régimen de autoabastecimiento desde los módulos 1 y 2 de Monterrey y ha iniciado trámites para otras instalaciones.

Por lo tanto, no existe "Capacidad Ociosa" ante disminuciones de demanda, como sugiere la Comisión en su escrito, ya que toda la Capacidad Adicional puede comercializarse en régimen de autoabastecimiento.

- En las instalaciones de Iberdrola pueden construirse otros activos que, aprovechando las instalaciones comunes, pueden proporcionar comercialización de energía en régimen de autoabastecimiento. En la central de Monterrey de Dulces Nombres existen otros dos módulos –el tres y cuatro– con 500 MW en total en esta modalidad.

1.2 Vida útil asignada a los activos afectos a dichos contratos, así como el gasto por amortización imputado a los estados consolidados del resultado correspondiente a los ejercicios 2009 y 2008.

El promedio de vida útil estimada por Iberdrola para las centrales de ciclo combinado, tal y como se describe en la nota 4(h) de la memoria consolidada, es de 35 años. Téngase en cuenta que los activos afectos a dichos contratos no son sólo la propia central, sino también otros activos como la obra civil o las instalaciones de distribución para evacuar la energía de la central.

El gasto por amortización imputado a los estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios 2009 y 2008 ha sido de 45.274 y 42.485 millones de euros, respectivamente, que se corresponden con 63,12 y 62,50 millones de dólares americanos. Las variaciones se deben a las variaciones del tipo de cambio medio Euro-Dólar ya que la moneda funcional del negocio en México es el dólar de los Estados Unidos de América.

1.3 Inclusión en los contratos de cesión de capacidad de cláusulas que posibiliten a la Comisión Federal de Electricidad de México adquirir la propiedad de los activos arrendados a la finalización del plazo de arrendamiento, o a prorrogar la duración del mismo. Descripción, en su caso, de las condiciones en las que se realizaría la transacción.

Los contratos de cesión de capacidad no prevén la posibilidad de que la CFE adquiriera el activo ni de que se amplíe la vigencia del contrato a su finalización.

Como ya se ha señalado, las centrales de ciclo combinado tienen una vida útil de, al menos, 35 años, e Iberdrola recupera el uso pleno de las mismas cuando termina el contrato sin que tenga compromiso alguno de volver a contratar con la CFE.

En el periodo comprendido entre los 25 y los 35 años, y teniendo en cuenta el marco legal actual, Iberdrola comercializaría la energía eléctrica en régimen de autoabastecimiento, regulado en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica ("LSPEE") y en el Reglamento de dicha Ley. El grupo formado por Iberdrola y sus sociedades dependientes (en adelante, el "Grupo Iberdrola") tiene en México, en estos momentos, casi 800 MW operativos bajo esta modalidad.



1.4 Total de ingresos a percibir por cada uno de los contratos de cesión de capacidad y valor razonable de los activos afectos a cada contrato.

(miles Euros)	31.12.2009		
	Valor Bruto	Amortización Acumulada	Valor neto
Monterrey I y II	252.882	(72.174)	180.708
Altamira III y IV	585.906	(116.839)	469.067
La Laguna	333.389	(52.232)	281.157
Altamira V	540.658	(51.650)	489.008
Tamazunchale	481.524	(35.750)	445.774
	2.194.359	(328.645)	1.865.714

Los datos del cuadro anterior muestran, en su Valor Bruto, el coste de construcción de las unidades dedicadas a proveer capacidad a la CFE (incluidos los costes de construcción de la capacidad adicional descrita en apartados anteriores).

Estos valores coinciden aproximadamente con el valor presente de los ingresos de cada uno de los contratos, descontados a la tasa de rentabilidad exigida por Iberdrola para este tipo de proyectos. La creación de valor esperada de cada uno de los proyectos se basa precisamente en el valor que se pueda extraer de los excesos de capacidad por encima de la garantizada a la CFE durante la vida del contrato y de la colocación de esa capacidad al final del mismo, durante el 30% de vida pendiente en ese momento.

Son esos dos conceptos –valor de la sobrecapacidad y venta en mercado del último 30% de la vida de la planta– los que añadidos al valor de construcción representarían el valor razonable de las instalaciones afectas a los contratos.

1.5 Otra información relevante para la comprensión de los factores que llevaron a clasificar estos contratos como arrendamientos operativos.

Existen referencias de otras compañías que, con contratos similares a los que nos ocupan, han alcanzado conclusiones similares. Así, Gas Natural-Unión Fenosa señala en las cuentas anuales del ejercicio 2009, en la nota “3.4.19 Reconocimiento de ingresos y gastos y liquidaciones por actividades reguladas” (página 119):

“GAS NATURAL mantiene contratos de cesión de capacidad de generación de energía eléctrica sin opción de compra de sus centrales de ciclo combinado en México y Puerto Rico. De acuerdo a estos contratos, GAS NATURAL obtiene ingresos fijos por la disponibilidad y operación de las centrales de ciclo combinado en el periodo de vigencia de los contratos. Estos contratos se clasifican como arrendamientos operativos, por lo que los ingresos fijos se reconocen de forma lineal en cada ejercicio del periodo del contrato, con independencia del calendario de facturación acordado.”



2. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN CON LAS INVERSIONES INMOBILIARIAS.

2.1 Métodos e hipótesis significativas aplicados en la determinación del valor razonable de las inversiones inmobiliarias, incluyendo una declaración que indique si la determinación del valor razonable fue hecha a partir de evidencias del mercado (párrafo 75 (d)).

Los activos inmobiliarios del Grupo Iberdrola, como señala la Comisión, tienen un valor en libros en los ejercicios 2009 y 2008 de 387.802 y 438.750 miles de euros, respectivamente, lo que supone el 0,8% y el 1,0%, respectivamente, del total de los activos materiales (Propiedades de Inversión + Propiedades, Planta y Equipo) del grupo a dichas fechas.

El párrafo 75 (d) de la NIC 40 *Inversiones Inmobiliarias* establece:

“75 La entidad revelará:/...”

(d) Los métodos e hipótesis significativas aplicados en la determinación del valor razonable de las propiedades de inversión, incluyendo una declaración que indique si la determinación del valor razonable fue hecha a partir de evidencias del mercado o se tuvieron en cuenta otros factores de peso (que deben ser revelados por la entidad) por causa de la naturaleza de las propiedades y la falta de datos comparables de mercado.”

Según la nota 6, página 20, de la Memoria Consolidada de Iberdrola Inmobiliaria correspondiente al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2009, “[e]n general, para la determinación del valor razonable se consideran los valores de referencia de las tasaciones realizadas por expertos independientes de acuerdo con las *Declaraciones del Método Tasación-Valoración de Bienes y Guía de Observaciones publicado por la Royal Institution of Chartered Surveyors (RICS) de Gran Bretaña, mediante aplicación de la metodología de flujos de caja descontados, si bien cuando resulta posible se emplea como contraste el método de valoración por comparables que refleja la realidad del mercado y los precios, a los que actualmente, se están cerrando las operaciones de activos de similares características a los de referencia.”*

Adicionalmente, y tal y como recoge el Informe de Experto Externo (CBRE Richard Ellis (CBRE Valuation Advisory, S.L.), los inmuebles se han valorado de forma individual, considerando su valor por separado y no como parte de una cartera de propiedades. Asimismo, se han tenido en cuenta las Normas Internacionales de Contabilidad y la definición de Valor Razonable.

El método de descuento de flujos de caja se basa en una predicción de los posibles ingresos netos que generará la propiedad durante un periodo de tiempo y considerando un valor residual de la misma al final del periodo. Los flujos se descuentan a una tasa interna de retorno “objetivo” considerada adecuada a cada activo para generar su Valor Actual. Esta tasa se ajusta para reflejar el riesgo que entraña la inversión, así como las hipótesis adoptadas. Las hipótesis sobre las que se sustenta la definición de las variables básicas de este método (ingresos netos, periodo de análisis, valor residual, tasa interna) derivan del conocimiento del mercado por parte de la empresa valoradora, de variables macroeconómicas, de



observación de transacciones entre partes, de la estimación de la prima de riesgo sobre el bono a 10 años, etc.

2.2 Información adicional relativa a los informes de valoradores externos que han determinado el valor razonable que figura en la memoria consolidada, indicando el nombre del tasador que prestó el servicio y la fecha a la que se refieren las citadas valoraciones, y si contiene algún tipo de limitación.

El informe del valorador externo que ha intervenido en la determinación del valor razonable de las inversiones inmobiliarias se ha efectuado con fecha de valoración 30 de junio de 2009. Las propiedades han sido valoradas por un valorador cualificado para los efectos de la valoración, de acuerdo con los Estándares de Valoración y Tasación de la RICS. El nombre del valorador que realizó las valoraciones de las Inversiones Inmobiliarias es CBRE Richard Ellis (CBRE Valuation Advisory, S.L.).

A 31 de diciembre de 2009 se realizaron actualizaciones internas para la aplicación de la valoración de CBRE al cierre contable, que fueron revisadas por el auditor externo de Iberdrola Inmobiliaria (PricewaterhouseCoopers). La conclusión que se obtuvo establecía que ni la situación económica ni la del sector inmobiliario habían sufrido modificaciones que afectaran a las tasaciones realizadas por Iberdrola Inmobiliaria, por lo que dichas tasaciones podían aplicarse a los efectos del cierre de ejercicio.

La única limitación que aparece en el informe del experto externo es que los efectos de la valoración son de uso estrictamente para efectos de contabilidad. Cuando hablamos de valoraciones diferentes en cuanto a su uso, nos referimos al tipo de valoraciones respecto a la responsabilidad que tiene el valorador frente a terceras partes y la finalidad del informe.

Para ello podemos distinguir dos ámbitos de valoración:

- Valoraciones con responsabilidad frente al cliente: aquéllas realizadas para uso contable, información de los órganos de decisión de la compañía y para fines informativos.
- Valoraciones con responsabilidad frente a terceras partes, que engloban las realizadas con finalidad financiera o societaria (fusiones, salida a Bolsa, etc) y para aplicación en compraventas.

La limitación del informe se refiere a que nos encontramos ante una valoración del primer tipo.

2.3 Información sobre las salidas, bajas o reducciones que figuran en la nota 9 de la memoria consolidada por valor de 58.120 miles € netos de amortizaciones y deterioros, así como el beneficio o pérdida obtenidos como resultado de esta operación.

Los retiros/salidas de Inversiones Inmobiliarias que figuran en la Nota 9, página 75, de la memoria consolidada, se corresponden con el coste de ventas de las propiedades vendidas a lo largo del ejercicio 2009, que han consistido en la venta de dos torres de oficinas (una en Barcelona y otra en Portugal), dos locales



comerciales y cuatro naves industriales. El beneficio neto obtenido en la enajenación de las mencionadas inversiones ha ascendido a 21.588 miles de euros.

3. PROMOCIONES INMOBILIARIAS – EXISTENCIAS.

3.1 Fuentes de información y principales *inputs* empleados por la compañía para realizar las estimaciones del valor neto realizable, de acuerdo con los párrafos 28-33 de la NIC 2 Existencias, con el fin de verificar si éste es superior a su coste, para las cuentas anuales correspondientes a los ejercicios 2009 y 2008.

En la Nota 4, apartado f, en la página 9 de la Memoria Consolidada de Iberdrola Inmobiliaria se manifiesta:

“El grupo valora sus existencias a coste de adquisición, que incluye tanto el coste de adquisición de los terrenos y solares, como los costes de su urbanización y los costes de construcción de las promociones inmobiliarias incurridos hasta el cierre del ejercicio, entre los que se incluyen los costes correspondientes a los departamentos de arquitectura y construcción, así como los gastos financieros en la medida en que tales gastos corresponden al periodo del planeamiento urbanístico, urbanización o construcción y otros costes directos e indirectos imputables a los mismos. Los gastos comerciales se cargan a la cuenta de resultados del ejercicio en que se incurren.

No obstante, dicho coste de adquisición se contrasta con el valor neto realizable de las existencias.

Hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2008, el grupo realizaba correcciones valorativas de sus existencias, cuando las existencias estaban registradas por un precio de coste superior a su valor de mercado, tomando como valores de referencia de los correspondientes activos los de las tasaciones de un experto independiente.

A partir del 1 de enero de 2009, el grupo realiza correcciones valorativas de los edificios terminados, promociones en curso y suelos con licencia, hasta su valor neto de realización, tomando como valores netos de realización los de las tasaciones de un experto independiente, donde se considera el precio de venta estimado en el curso normal del negocio por la Sociedad actualizado con una tasa de descuento, menos los costes estimados necesarios para llevarla a cabo, así como en el caso de las existencias en curso, los costes estimados necesarios para completar su construcción.

Cuando el valor neto realizable de dichas existencias sea inferior a su coste, se efectúan las oportunas correcciones valorativas, reconociéndose como un gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias. Si las circunstancias que causan la corrección de valor dejan de existir, el importe de la corrección es objeto de reversión y se reconoce como ingreso en la cuenta de pérdidas y ganancias.”

De acuerdo con los criterios descritos en las notas 4.d y 6 de la Memoria Consolidada de Iberdrola Inmobiliaria, al 31 de diciembre de 2009 el Grupo ha calculado a efectos de provisión como valor razonable, el valor neto realizable de



los Edificios Terminados, Obra en Curso y Suelos con Licencia, y el valor de mercado para los Suelos sin Licencia, tomando como valores de referencia en ambos casos, las tasaciones realizadas por expertos independientes al 30 de junio de 2009, ya que en opinión de los Consejeros no se han producido, desde entonces, modificaciones de carácter significativo de los hechos y circunstancias a considerar en la determinación del valor de estos activos.

La metodología seguida para el cálculo del valor, se describe en función del tipo de activo:

- Terrenos y Solares: método residual, que requiere deducir los costes de la promoción propuesta del valor total de la promoción, añadiendo el margen de beneficio que un promotor requeriría considerando el riesgo que conlleva la promoción. La cifra neta o “residual” representa el valor que se ofrecería por dicha propiedad. Para el cálculo de las principales variables del modelo la empresa de valoración aplica su conocimiento del mercado y su contraste con parámetros estándares del sector.
- Obras en curso: método residual ya descrito.
- Producto terminado (unidades pendientes de venta): una doble metodología:
 - Descuento de flujo de caja, en el que partiendo de los precios de venta del producto residual se descuentan los gastos necesarios para su venta.
 - Chequeo del valor resultante con la situación del mercado para inmuebles de esas características.

3.2 Criterio para calcular el valor recuperable de estos activos. Descripción del método de valoración y las principales hipótesis empleadas para determinar el valor neto realizable de las existencias, incluyendo los factores específicos de la compañía que justifican las diferencias positivas entre el valor neto realizable y el valor razonable. Resumen de las evidencias objetivas, así como de los documentos soporte empleados, que sustentan los factores específicos contemplados.

La Sociedad, en función a la resolución a la consulta 7 recogida en el BOICAC 80/2009, ha seguido el criterio de utilizar como valor razonable de los **suelos finalistas con proyectos de ejecución y licencia y obra en curso**, el valor neto realizable. El cálculo del mismo ha sido realizado por CBRE como tasador independiente no vinculado al Grupo Iberdrola y con base en las Normas RICS y NIIFS. El valor por el que estaban registrados estos activos a 31 de diciembre de 2009 era de 420 millones de euros, aproximadamente.

El valor neto realizable ha sido utilizado como se ha indicado, considerando que existen factores específicos de la Sociedad, fundamentalmente basados en su capacidad financiera, capacidad económica y capacidad de gestión, que le permiten tomar decisiones sobre el precio de venta y los costes de construcción y comercialización, lo cual le facilita la toma de decisiones diferentes a las de la generalidad del sector en estos momentos.



La Sociedad ha provisionado, en su caso, dichas existencias hasta el valor neto realizable, sin que haya supuesto ninguna reversión de provisiones dotadas en ejercicios anteriores.

Asimismo, como se ha indicado en el apartado 3.1 anterior, el método de valoración seguido por CBRE para este tipo de activos ha sido el método residual. Las hipótesis del valorador se basan en su conocimiento del mercado y en su contraste con parámetros estándares del sector.

En relación con el resto de existencias, **suelos no finalistas o sin proyectos ni licencias**, se ha utilizado en la valoración, como valor razonable del mismo, el valor de mercado. Dicho valor ha sido calculado aplicando el mencionado método residual en función de las hipótesis consideradas adecuadas por el valorador independiente.

La Compañía ha provisionado, en su caso, dichas existencias hasta el valor de mercado, sin que haya supuesto ninguna reversión de provisiones dotadas en ejercicios anteriores.

3.3 Metodología aplicada para el reconocimiento de los ingresos procedentes de la venta de inmuebles, así como el importe recogido en los estados consolidados del resultado correspondientes a 2009 y 2008.

Según se recoge en la Nota 4, letra n) de la memoria consolidada de Iberdrola Inmobiliaria, los ingresos y gastos se imputan en función del devengo. Concretamente, los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, el Impuesto sobre el Valor Añadido y otros impuestos relacionados con las ventas.

Por lo que se refiere a las ventas de viviendas, el Grupo Iberdrola sigue el criterio de reconocer el beneficio por las ventas de viviendas en el momento en que se produce el traspaso legal de la propiedad al comprador, que coincide con el momento de entrega de llaves o elevación a escritura pública del contrato de compraventa.

Las ventas de terrenos y propiedades de inversión se registran en el momento en que los bienes son transmitidos y se traspasa la titularidad.

El importe neto de la cifra de negocios recogido en los Estados Financieros Consolidados por ventas de promociones y suelos durante el ejercicio 2009 y 2008 ha sido respectivamente de: 44.504 y 90.953 miles de euros respectivamente, lo que representa el 0,2% y el 0,4% de la cifra de negocios del Grupo Iberdrola en dichos ejercicios.



4. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN – GAMESA.

4.1 Método para evaluar si existe un deterioro del valor en libros de la participación en Gamesa. Explicación de la metodología aplicada y las hipótesis clave tomadas en consideración para calcular el valor recuperable de dicha inversión, así como explicar las fuentes de información empleadas.

La participación de Iberdrola en Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. (“Gamesa”) al cierre de 2009 se corresponde con un 14,1% (34,3 millones de acciones sobre un total de 243,3 millones de acciones), siendo el coste consolidado de 435,1 millones de euros (12,70 €/acción) y el coste individual de 636,5 millones de euros (18,50 €/acción). Dicha participación se consolida por el método de la participación, **al existir influencia significativa, en la medida en que Iberdrola a 31 de diciembre de 2009 tenía designados tres Consejeros del total de diez que componen el Consejo de Administración de Gamesa.**

La cotización a 30 de diciembre de 2009 se sitúa en 11,80 €/acción, siendo la media del último trimestre de 12,90 €/acción, frente a 14,90 €/acción del trimestre anterior. Esta caída de la cotización durante el año 2009 supone un posible indicio de deterioro.

El valor recuperable de la inversión se ha obtenido mediante el valor actual de los flujos de efectivo que se espera sean generados por Gamesa, procedentes de su actividad ordinaria (fundamentada en la fabricación de aerogeneradores). El valor de los fondos propios ha resultado ser de 4.545 millones de euros, correspondientes a 18,70 €/acción, sobre un total de 243,3 millones de acciones. El valor de la participación de Iberdrola (14,1%) en dichos flujos supondría 640,8 millones de euros, el cual excede tanto del coste consolidado como del coste individual registrado en las cuentas consolidadas a 31 de diciembre de 2009. Consecuentemente, se ha estimado que **no existe deterioro del valor en libros de dicha participación.**

Las **hipótesis clave** utilizadas para la estimación del valor recuperable de Gamesa son:

- Tasa de descuento después de impuestos del 9,0%.
- Flujos de efectivo hasta el año 2015 y valor terminal con tasa de crecimiento (g) del 1,7%.
- Ventas de aerogeneradores (MW), que experimentarán un crecimiento anual en el periodo comprendido entre 2010 y 2012 del 13% (partiendo de 3.100 MW estimados en 2009, con una caída en 2010 y posterior recuperación en 2012), para crecer después al 4%, alcanzando un crecimiento en cinco años –hasta 2014– del 9%.
- Margen en la venta de aerogeneradores (EBIT / Ventas) del 11% (partiendo del 7% estimado para 2009).
- Cartera de parques de 22.959 MW en diferentes estadios (“prácticamente seguros”, “probables”, “posibles”), siendo el valor creíble de dicha cartera



de 5.964 MW (2.180 “prácticamente seguros” con una probabilidad del 85% + 8.131 “probables” con una probabilidad del 35% + 12.648 “posibles” con una probabilidad del 10%), con un valor unitario de 110 €/MW.

Las **fuentes de información** en las que se ha basado dicha estimación son:

- La tasa de descuento después de impuestos (9,0%) se ha estimado internamente y coincide con la media de la tasa de descuento después de impuestos de los informes de analistas (9,0%).
- La tasa de crecimiento (g) se ha obtenido de la media de la tasa de crecimiento de los informes de analistas (1,7%).
- Las ventas de aerogeneradores durante el periodo comprendido entre 2010 y 2012 expresadas en MW se corresponden con previsiones internas, ajustadas a la baja sobre las estimaciones anteriores a la recesión del mercado. Por lo tanto, las previsiones son inferiores a las realizadas por la empresa en octubre de 2008 sobre la situación de la misma a partir del año 2010 (cuota 2011 >16%, que sobre un mercado estimado en 36.000 MW suponía >5.600 MW en dicho año).
- El crecimiento en cinco años a 2014 de las principales casas de análisis se sitúa en un rango de 9%-18% (BTM 18%, MAKE 14%, EER 9% y GWEC 17%), mientras que a un plazo mayor tan sólo hay información de una firma (EER 4% para 2012-2020).
- El margen en la venta de aerogeneradores (EBIT / Ventas) del 11% se ha obtenido de las perspectivas a dicha fecha comunicadas en octubre de 2008 (*Business plan* 2009-2011) y reafirmadas en febrero de 2009.
- La cartera de parques de 22.959 MW se corresponde con la comunicada en el tercer trimestre de 2009.
- La credibilidad de la cartera de parques (credibilidad establecida en función de la probabilidad de éxito asociada a cada categoría de desarrollo, resultando un 85% para los “prácticamente seguros”, un 35% para los “probables” y un 10% para los “posibles”) se ha obtenido de informes de analistas y contrastado con información interna del negocio.
- El valor unitario de la cartera creíble de parques (110 €/MW) se encuentra dentro del rango bajo que utilizan los analistas para la valoración de dicha cartera (100-300 €/MW).

5. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN CON EL DÉFICIT DE TARIFA.

El 21 de abril de 2010, con posterioridad a la formulación de cuentas del ejercicio 2009 del Grupo Iberdrola, se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulación del déficit del sistema eléctrico (el “RD 437/2010”), cuyo artículo 4 cuantifica



importe de los activos de las eléctricas susceptibles de traspasar al fondo de titulización. El detalle de los derechos de cobro reconocidos a Iberdrola en el RD 437/2010 asciende a 1.225, 1.448, y 745 millones € para los ejercicios 2009, 2008 y 2006, respectivamente, esto es, un total de 3.418 millones €.

5.1 Información, en su caso, sobre las correcciones durante el ejercicio 2010 al importe activado por el déficit de tarifa generado en los años 2006, 2008 y 2009 como consecuencia de la publicación del RD 437/2010.

En primer lugar, hay que señalar que según establece el Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo (el “**RD-L 6/2010**”) en sus artículos 21 y 22:

“Las empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto (se refiere al desajuste de ingresos) en las 14 liquidaciones correspondientes al periodo en que se modifiquen las tarifas de acceso para el reconocimiento de dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes”.
[Énfasis añadido]

En segundo lugar, la referencia al RD 437/2010 es inexacta, ya que –como dice el artículo 1 de dicho Real Decreto– dicha norma sólo “(...) *tiene por objeto desarrollar la **regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico***”. Por lo tanto, su objeto no es establecer la cuantía máxima del déficit que han financiado las empresas y que tienen derecho a recuperar junto con intereses, tal y como establece el RD-L 6/2010.

En tercer lugar, el RD 437/2010 señala en su artículo 4a) que los derechos de cobro que se reflejan lo son a 31 de diciembre de 2008 y que “[l]as cantidades indicadas en este párrafo son definitivas a efectos de la cesión. **Cualquier diferencia que pueda surgir entre los importes anteriores y los que puedan resultar de las liquidaciones definitivas correspondientes a esos periodos se considerará ingreso o coste liquidable del ejercicio en curso**” [énfasis añadido]. Es decir, no son las cantidades definitivas sino sólo a efectos de la cesión. Respecto al ejercicio 2009, la letra b) dice “[l]os importes definitivos pendientes de cobro de cada uno de los titulares iniciales serán aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas tras las liquidaciones definitivas correspondientes a dicho periodo”.

Sentadas las bases anteriores, el activo corriente en libros de Iberdrola a 31 de diciembre 2009 por el déficit de ingresos asciende efectivamente a 3.903 M€. Sin embargo, se debe considerar que adicionalmente existen otros saldos relacionados con el déficit de ingresos en libros de Iberdrola.

De una manera esquemática, los saldos se presentan a continuación:



	Millones de Euros		
	Iberdrola, S.A.	Iberdrola Generación	Grupo Iberdrola
Déficit 2006	917	(309)	609
• Cuenta a cobrar	972		972
• Cuenta a pagar (estimación liquidación definitiva 2006)	(55)		(55)
• Cuenta a pagar por detracción derechos		(309)	(309)
Déficit 2008	1.375		1.375
• Cuenta a cobrar	1.416		1.416
• Cuenta a pagar (estimación liquidación definitiva 2008)	(41)		(41)
Déficit 2009	1.248	(87)	1.162
• Cuenta a cobrar –estimación déficit 2009 a financiar-	1.515		1.515
• Cuenta a pagar (total estimación déficit a financiar menos pagos realizados en 2009)	(266)		(266)
• Cuenta a pagar por detracción derechos 1er semestre 2009		(87)	(87)

(A) Nota 11 d. Incluyen intereses

(B) Estimación del importe pendiente de pago a la CNE

Como señala la Comisión en su escrito, según el RD 437/2010 los importes reconocidos por déficits a efectos de su cesión (saldos a 31 de diciembre de 2008) que afectan a Iberdrola son:

Derechos de Cobro 2006	Iberdrola, S.A.	744.958.745
------------------------	-----------------	-------------

Derechos de Cobro 2008	Iberdrola, S.A.	1.448.054.901
------------------------	-----------------	---------------

Respecto de los derechos de cobro 2009, el RD 437/2010 dispone, como se ha señalado más arriba:

“Se reconocen derechos de cobro por un importe pendiente de cobro, a 31 de diciembre de 2009, de 3.500.000.000,00 euros. Dichos derechos

cobro se recuperarán en un plazo máximo de 15 años a contar desde el 1 de enero de 2010.

Esta cantidad es definitiva a efectos de cesión. *Cualquier diferencia positiva que pudiera surgir entre el importe anterior y el resultante de las 14 liquidaciones correspondientes a dicho periodo, se tendrá en cuenta a la hora de establecer el déficit ex ante del periodo siguiente, que deberá ser minorado en dicha cantidad.*

Cualquier diferencia que pueda surgir entre el importe de las catorce liquidaciones y el importe resultante de la liquidación definitiva correspondiente a 2009 se considerará ingreso o coste liquidable del ejercicio en curso.”

“Los titulares iniciales y los importes de los derechos de cobro definidos en el párrafo ii del apartado 1 del artículo 2, a fecha 31 de diciembre de 2009, son los siguientes:

Euros

Iberdrola, S.A. 1.225.350.000,00

.../...

Las cantidades indicadas en este párrafo son definitivas a efectos de la cesión. Los importes definitivos pendientes de cobro de cada uno de los titulares iniciales, serán aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas tras las liquidaciones definitivas correspondientes a dicho periodo. Cualquier diferencia, positiva o negativa, entre los importes anteriores y los que resulten de las liquidaciones definitivas, se considerará ingreso o coste liquidable del ejercicio en curso.” [Énfasis añadido]

Por tanto, los saldos reconocidos en el RD 437/2010 ascienden a:

- **745 + 1.448 = 2.193 M€ a 31 de diciembre 2008** por los déficits 2006 y 2008.
- **1.225 M€ a 31 de diciembre de 2009** por el déficit 2009.

Se debe considerar que la segunda cantidad es definitiva “a efectos de cesión”. Las diferencias en el déficit finalmente financiado también serán reconocidas y liquidadas.

A efectos de determinar los saldos a 31 de diciembre de 2009 para los déficits 2006 y 2008 que reflejan las cuentas de Iberdrola, sólo hay que aplicar el sistema de cálculo establecido en el propio RD 437/2010 en su artículo 9:

“Artículo 9. Procedimiento para el cálculo del importe pendiente de cobro de los derechos de cobro cedidos al Fondo.



La Comisión Nacional de Energía comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Sociedad Gestora el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre, respecto de cada uno de los derechos de cobro cedidos al término de cada ejercicio, que deberá ser aprobado mediante resolución de la citada Dirección General antes del 31 de enero del ejercicio siguiente.

1. *La Comisión Nacional de Energía comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre, respecto de cada uno de los derechos de cobro no cedidos al término de cada ejercicio, que deberá ser aprobado mediante resolución de la citada Dirección General antes del 31 de enero del ejercicio siguiente.*
2. *Para el cálculo del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre del año inmediatamente precedente al año en curso de cada uno de los derechos de cobro reconocidos y no cedidos, se aplicarán las siguientes reglas:*
 - (a) *Se tomará como importe inicial el último importe pendiente de cobro reconocido del derecho a 31 de diciembre fijado en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.*
 - (b) *Dicha cantidad se incrementará con los intereses anuales reconocidos, resultantes de la aplicación del tipo de interés correspondiente conforme a lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 2.*
 - (c) *De la cantidad resultante de la operación descrita en la letra b anterior, se deducirá el importe de la anualidad reconocida en la disposición por la que se establecen las tarifas de acceso.*
3. *El tipo de interés de actualización que devengarán los importes pendientes de cobro reconocidos en el párrafo i del apartado 1, a partir del 31 de diciembre de 2008 y en el párrafo ii del apartado 1, a partir del 31 de diciembre de 2009, hasta que, en su caso, sean cedidos al Fondo de Titulización, será el siguiente:*
 - (a) *«Derechos de Cobro peninsular 2006»: El tipo de interés, conforme a lo establecido en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, es el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de la actualización.*
 - (b) *«Derechos de Cobro peninsular 2008»: El tipo de interés será el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de la actualización.»*



Aplicando esta metodología:

	31.12.2008	Euribor 3m medio nov08	Intereses 2009
Déficit 2006	744.958.745		32.012.109
Déficit 2008	1.448.054.901	4,3%	62.225.312

	31.12.2008	Intereses	Cobros	31.12.2009
Déficit 2006	744.958.745	32.012.109	-63.223.194	713.747.659
Déficit 2008	1.448.054.901	62.225.312	-91.403.465	1.418.876.749

Situación a 31 diciembre de 2009:

	Millones de €uros		
	En cuentas IBERDROLA	Reconocido BOE	Exceso (Defecto)
Déficit 2006	664	714	50
- Cuenta a cobrar	972		
- Cuenta a pagar por derechos	(309)		
Déficit 2008	1.416	1.419	3
Déficit 2009	1.428	1.225	N/A
- Cuenta a cobrar	1.515		
- Cuenta a pagar por derechos	(87)		

Los saldos registrados **no muestran riesgo de recuperabilidad a 31 de diciembre de 2009 y, por tanto, no se ha realizado ninguna corrección durante el ejercicio 2010:**

- Se debe considerar la cuenta a pagar por derechos, que minora la cuenta a cobrar por déficit. A este respecto, el *Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica*, indica:

“Disposición adicional octava. Déficit de actividades reguladas en 2006.

1. *Se reconoce la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico generado en 2006, incluyendo la minoración de la retribución para 2006 de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente, que*



asciende a un valor a 31 de diciembre de 2006, de 2.258.543.500,63 euros.

Esta cuantía se recuperará a través de la tarifa eléctrica durante un periodo de quince años a contar desde el 1 de enero de 2007. El importe pendiente de pago devengará intereses de actualización cada año desde el 31 de diciembre de 2006.”

- El déficit publicado en el RD 437/2010 para 2009 es el titulizable y está basado en los 3.500 M€ de déficit máximo considerado en el RD-L 6/2009. No obstante, los importes definitivos serán aprobados tras las liquidaciones definitivas correspondientes a 2009. El importe registrado en cuentas responde a la mejor estimación del déficit sectorial a 31 de diciembre de 2009. La diferencia con el importe titulizable deberá ser incorporada, según indica el RD 437/2010, a los costes liquidables de 2010.

6. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN CON LOS CONTRATOS DE ADQUISICIÓN Y VENTA DE ELEMENTOS NO FINANCIEROS.

6.1 Estimación del beneficio o pérdida en relación con los contratos de adquisición y venta de elementos no financieros obtenido durante el ejercicio 2009 como consecuencia de la venta de energía y gas llevada a cabo durante el mes anterior a la fecha de suministro.

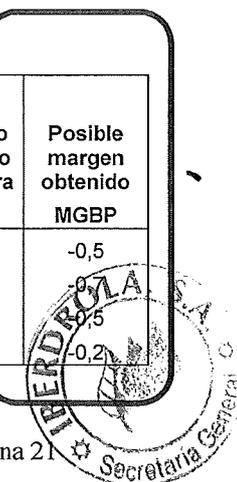
Dado que la finalidad de estos contratos no es la de obtener un margen adicional aprovechando las fluctuaciones de precios en los mercados en el corto plazo sino la de **ajustar las cantidades objeto de entrega**, tanto de gas como de electricidad, nuestros sistemas no generan el dato que solicita la Comisión de manera automática y exigen el tratamiento de multitud de transacciones.

A la vista de lo costoso de compilar todos los datos, hemos extraído un mes de cada una de las cuatro estaciones del año. De todos modos, si fuera requerido por la Comisión, se elaboraría la información del ejercicio completo. De acuerdo con nuestros análisis, el efecto no sería significativo ni diferente del presentado.

La política contable de Iberdrola considera que los contratos de compra y venta en el mes anterior al momento de entrega son de uso propio y no operaciones que busquen un beneficio por las fluctuaciones de precios en el corto plazo (*trading*). Los datos que presentamos a continuación demuestran esta hipótesis:

	Compras Electricidad				Ventas Electricidad			
	Mes	Total		Pme	Mes	Total		Pme
	GWh	GWh	%	GBP/MWh	GWh	GWh	%	GBP/MWh
Enero 2009	289	3.060	9%	59,88	409	2.822	14%	58,08
Abril 2009	278	2.093	13%	35,19	373	2.257	17%	32,60
Julio 2009	214	2.247	10%	32,87	161	2.157	7%	29,56
Octubre	155	5.621	3%	36,60	232	5.900	4%	35,50

Mínimo (compras, ventas)	Precio medio venta - Precio medio compra	Posible margen obtenido
GWh	GBP/MWh	MGBP
289	-1,80	-0,5
278	-2,59	0,5
161	-3,31	0,5
155	-1,10	-0,2



	Compras Gas				Ventas Gas				Mínimo (compras, ventas) MThs	Precio medio venta - Precio medio compra p/Ths	Posible margen obtenido MGBP
	Mes MThs	Total MThs	%	Pme p/Ths	Mes MThs	Total MThs	%	Pme p/Ths			
Enero 2009	17,6	277,6	6%	59,80	37,1	140,5	26%	60,10	17,6	0,30	0,1
Abril 2009	8,4	247,8	3%	28,90	24,0	116,3	21%	29,70	8,4	0,80	0,1
Julio 2009	14,1	196,1	7%	21,50	29,0	132,6	22%	23,90	14,1	2,40	0,3
Octubre 2009	16,5	203,7	8%	25,50	13,8	77,2	18%	24,80	13,8	-0,70	-0,1

Como se ve en los resultados presentados en el cuadro anterior, los efectos no son significativos y en todo caso aleatorios en su signo, lo que es de esperar de una operativa tendente a ajustar cantidades y no precios.

En consecuencia, considerar el “*balancing*” como una operativa que queda fuera de la calificación de “uso propio” no tendría un efecto significativo en el Estado Consolidado de Resultados de Iberdrola. El impacto en la cuenta de resultados, en su caso, correspondería a operaciones de venta abiertas a 31 de diciembre de cada ejercicio, cuyo vencimiento, por corresponder al citado mes de “*balancing*”, se produce en el mes siguiente.

Adicionalmente a lo anterior, los mecanismos de control interno del Grupo Iberdrola sobre la operativa actualmente en vigor en el Grupo Iberdrola aseguran que se cumple la prohibición, fuera del periodo del mes anterior a la entrega, de que cualquier transacción de venta se incorpore a los “libros de uso propio” de compra. **Esas transacciones se valoran a valor de mercado** aplicándoles un tratamiento de “cobertura todo en uno” (*all in one hedge*).

7. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN CON IMPUESTOS DIFERIDOS.

En cuanto a las operaciones corporativas que generaron una diferencia negativa de consolidación y el consiguiente activo por impuesto diferido, y que se mantiene al 31 de diciembre de 2009, los motivos que justifican el registro de un mayor impuesto diferido de 12.612 miles € en 2009 son los que se resumen a continuación.

El impuesto diferido activo se corresponde con el efecto fiscal de las diferencias de fusión generadas en la fusión entre Iberduero e Hidroeléctrica Ibérica y aflorado en la sociedad Iberdrola Generación, S.A.U.

Dicha operación se acogió al Régimen Especial de Fusiones y por tanto fue realizada en un marco de neutralidad fiscal. En la conversión a IFRS de los saldos del balance de Iberdrola Generación, S.A.U. la diferencia de fusión se asigna como menor valor de activos generando previamente el impuesto diferido activo correspondiente.



El movimiento habitual de este impuesto diferido activo es de reducción del saldo con cargo a resultados en función de la amortización de los activos materiales asignados (centrales hidroeléctricas y nucleares).

En el ejercicio 2009 se ha procedido a corregir errores en el desglose de los saldos iniciales (14.884 miles € en los impuestos diferidos asignables a diferencias negativas de consolidación) entre líneas de impuestos diferidos activos con un impacto de cero euros en el total del saldo del balance consolidado. Sin esa corrección, el movimiento hubiera sido de un descenso de 2.272 miles €, en línea con la amortización en función de la vida útil de los activos asignados.

Los importes se entienden no significativos. El único efecto de esta corrección es una reclasificación entre las líneas del movimiento de diferidos pero sin impacto en la presentación en balance.

Durante los ejercicios 2006 y 2007 se presentaron en los movimientos de esta partida variaciones por diferencias de conversión. Sin perjuicio de lo anterior, no existen importes en monedas diferentes al euro. Los movimientos reflejados en 2006 y 2007 en esta columna (diferencias de conversión) se corresponden con el descenso de los tipos impositivos en España (del 35% al que se calculó inicialmente el impuesto diferido al posterior del 30% aprobado en España). El impacto de dicha reducción se registró contra mayor valor de activos (recordando que la afloración de dicho impuesto fue contra menor valor de activos en la fusión) y al no existir una columna apropiada para reflejar este movimiento tan singular se prefirió utilizar aquella que, por materialidad, causarí­a menos distorsión al lector de los estados financieros.

En cuanto a la estimación del periodo en el que se espera que reviertan los citados activos por impuestos diferidos, hay que tener en cuenta que la reversión de este activo por impuesto diferido se producirá a lo largo de la vida útil de las centrales a las que se ha asignado como menor valor de inmovilizado. La vida útil restante de los diferentes elementos asignados varía entre 55 y 17 años por lo que la estimación es que el último elemento de inmovilizado finalice su amortización en torno a 2065 y en consecuencia, será cuando el activo por impuesto diferido llegue a valor cero.

8. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN LOS INVESTMENT TAX CREDIT (ITC).

Como se describe en la nota 3 (d) de la memoria consolidada en relación con las principales características de la regulación sectorial en Estados Unidos de América, una de las principales novedades del ejercicio 2009 fue la aprobación por parte del Congreso de dicho país de una ley que autoriza a las empresas elegibles para *los Production Tax Credit* (“PTC”) a recibir a cambio *Investment Tax Credit* (“ITC”) o, alternativamente, para las empresas elegibles para el PTC o el ITC a recibir una subvención en efectivo equivalente al 30% de la inversión subvencionable en una instalación, para los proyectos que inicien su construcción no más tarde del 31 de diciembre 2010 y que sean puestos en servicio antes del 1 de enero de 2013 en el caso de las instalaciones eólicas.

En cuanto al volumen de ITC cobrados en el ejercicio 2009, desde el mes de septiembre de 2009, Iberdrola Renovables ha resultado beneficiaria de un paquete de ayudas en forma de ITC, por un total de 577 millones de dólares, otorgadas por el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos en el marco del Plan de Estímulo a las energías



renovables impulsado desde la administración norteamericana. El Grupo Iberdrola reinvertirá los fondos de estímulo íntegramente en proyectos de energías renovables en los Estados Unidos de América.

Estos 577 millones de dólares (414 millones de euros) fueron cobrados en su totalidad en el ejercicio 2009.

El movimiento de la cuenta de ingresos a distribuir dentro de las cuentas consolidadas de Iberdrola del ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2009 se resume en el siguiente cuadro:

Miles de euros	Subvenciones de capital (*)	ITC	Derechos de emisión	Otros ingresos diferidos	Total
Saldo a 31 diciembre de 2008	2.864.219	0	1.734	221.580	3.087.533
Diferencias de conversión	85.605	(12.849)	-	(2.141)	70.615
Adiciones	607.749	414.002	282.315	44.374	1.348.440
Salidas/bajas	(8.841)		(391)	(291)	(9.523)
Traspaso a resultados	(85.966)	(15.345)	(281.084)	(49.148)	(431.543)
Saldo a 31 diciembre de 2009	3.462.766	385.808	2.574	214.374	4.065.522

(*) Incluye las transferencias de activos procedentes de clientes.

Respecto a la política contable seguida por el Grupo Iberdrola para imputar al estado consolidado del resultado el importe registrado como ingreso diferido por ITC, Iberdrola interpreta que, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad número 20 *Contabilización de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas Gubernamentales*, y en concreto en sus párrafos 20 a 24 en los que se define el tratamiento contable de las subvenciones relacionadas con los activos:

- Las **subvenciones relacionadas con activos** que, como define la norma, *“son subvenciones del gobierno cuya concesión implica que la entidad beneficiaria debe comprar, construir o adquirir de cualquier otra forma activos fijos. Pueden también establecerse condiciones adicionales restringiendo el tipo o emplazamiento de los activos, o bien los periodos durante los cuales han de ser adquiridos o mantenidos”*.
- La NIC 20 en el párrafo 24, que permite que *“las subvenciones del gobierno relacionadas con activos, incluyendo las de carácter no monetario a valor razonable, deben presentarse, en el estado de situación financiera, bien reconociéndolas como partidas de ingresos diferidos, bien como deducciones del importe en libros de los activos con los que se relacionan.”*, Iberdrola ha optado por la primera de las alternativas, como describe en la nota 2 (a) de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2009, registrando las subvenciones en el epígrafe “Ingresos Diferidos”.

El epígrafe “Ingresos diferidos”, como se describe en la nota 4 (p), recoge, asimismo, el efectivo recibido en forma de ITC como consecuencia de la puesta en marcha de instalaciones eólicas.



En esa misma nota se añade que este epígrafe “(...) incluye también cualquier subvención no reintegrable cuyo objetivo es la financiación de bienes de inmovilizado material” y al referirse a las instalaciones recibidas de clientes que incluye “tanto el efectivo recibido como el valor razonable de las instalaciones recibidas (...)”.

La política contable del Grupo Iberdrola para imputar a resultados cualquier subvención no revocable es que sean imputadas a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada a medida que se amortizan los bienes a los que están afectas y por la línea de amortizaciones de la cuenta de resultados.

Es cierto que en la nota 4 (b) no queda explicitada esta política, salvo para el caso de las instalaciones cedidas, que “se contabilizan con abono al epígrafe “Ingresos diferidos” del Estado Consolidado de Situación Financiera para, posteriormente, registrarlos en el epígrafe “Amortizaciones y provisiones” del Estado Consolidado del Resultado a medida que se amortizan las instalaciones así financiadas.”

No obstante, del movimiento de las cuentas de ingresos a distribuir presentado más arriba y del análisis de la nota 32 sobre amortizaciones y provisiones, se puede comprobar que –en dicha nota– las amortizaciones se ven minoradas en 101.311 miles de euros (85.966+15.345) como consecuencia de “Subvenciones de capital transferidas al resultado”, que coincide con la suma de la imputación a resultados de ITC y del resto de subvenciones de capital.

9. COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO.

Tras la puesta en marcha del suministro de último recurso (“SUR”) resulta casi imposible diferenciarlo del anterior suministro a tarifa. El SUR se impone a empresas determinadas –antes distribuidores, ahora comercializadores de último recurso–; el precio está fijado administrativamente, también se denomina tarifa; tienen derecho a él una generalidad de usuarios (todos los de menos de 10 kW); los contratos son de adhesión (de hecho ha existido una subrogación automática); las condiciones de suministro son las mismas (derechos y obligaciones similares: requisitos para el corte, información, suministros especiales, etc.); los comercializadores tienen que comprar la energía obligatoriamente en algunos mercados, al igual que antes los distribuidores; y, por último, tienen el mismo derecho al principio de suficiencia tarifaria.

De ahí que todo lo que se pueda razonar respecto a su naturaleza de actividad libre o regulada deba enmarcarse dentro de la deficiente y confusa técnica legislativa adoptada, que ha pretendido compaginar la obligación de la Directiva de prestación de un servicio universal con la desaparición del anterior régimen de suministro generalizado a tarifa, vetado por la propia norma comunitaria. En este sentido, conviene tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. La Ley del Sector Eléctrico no define el SUR como actividad libre.

- El artículo 11 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (“LSE”), en su apartado 3, se limita a indicar que la actividad de comercialización se ejercerá libremente “sin perjuicio de lo establecido para el suministro de último recurso”. A sensu contrario el SUR estaría reglamentado.



- El artículo 16 de la LSE no aporta nada diferente al respecto. Así, establece que la retribución de la actividad de comercialización será la que libremente se pacte por las partes “*sin perjuicio de lo establecido para el suministro de último recurso*”.

Es decir, los dos principales preceptos de la LSE guardan un extraño silencio sobre la naturaleza de la actividad de comercialización de último recurso, en orden a conceptualizar una actividad como regulada o liberalizada —el relativo al funcionamiento del sistema y el correspondiente a la retribución de las actividades—. Hay que recordar que **tampoco la LSE calificó nunca el suministro a tarifa como regulado.**

Sin embargo, se impone a las comercializadoras de último recurso (“CUR”) la separación de cuentas de manera similar a las empresas que realicen actividades reguladas. Preámbulo de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (la “**Ley 17/2007**”): “[e]sta actividad se realizará por las empresas comercializadoras a las que se imponga tal obligación, quienes deberán llevar a cabo la actividad **con separación de cuentas, diferenciada de la actividad de suministro libre**”. [Énfasis añadido]

2. Al igual que los anteriores suministros a tarifa, las CUR también tienen la obligación de suministro y su objeto social es de hecho exclusivo

La actividad sólo podrá ser realizada por los comercializadores que determine el Gobierno, asumiendo, además, la obligación de ejercer dicha actividad (artículo 9 LSE). Esta obligación de unos pocos es propia del servicio universal (*vid.* Exposición de Motivos de la Ley 17/2007) tal y como se conceptúa en Derecho comunitario: los Estados deben elegir, en garantía de los consumidores, a aquellos prestadores que puedan garantizar la prestación adecuada de un Servicio de Interés Económico General siempre cargada de **obligaciones de servicio público.**

A lo largo del texto del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica (el “**RD 485/2009**”), el Gobierno entiende que la actividad de CUR será realizada por **una empresa que tendrá precisamente como objeto el ejercicio de la misma, sin dedicarse a la comercialización libre.** Así, el artículo 7.4 del RD 485/2009 señala: “[l]as **empresas comercializadoras de último recurso** deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la previsión de sus respectivas curvas de carga correspondientes al período de cálculo de coste de la energía en las condiciones que se establezcan por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.” También el modelo de carta que figura como Anexo al RD 485/2009 para enviar a los consumidores con derecho a Tarifa de Último Recurso (“**TUR**”), distingue claramente entre las CUR y la contratación del suministro con una empresa comercializadora a precio libre, adjuntando, para este último supuesto, el listado completo de empresas comercializadoras disponibles.



Por otra parte, las CUR deben atender el suministro de aquellos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad. En estas situaciones la CUR sí comercializará energía, pero con las siguientes características:

- Transitoriedad (artículo 3.2 del RD 485/2009 “[t]ransitoriamente carezcan de un contrato de suministro.”).
- Precio disuasorio (artículo 3.2 del RD 485/2009 “[e]ste precio evolucionará en el tiempo de forma que incentive la firma del correspondiente contrato.”).
- Resolución contractual automática en plazo determinado legalmente.

3. Las referencias a mercado libre son imprecisas y necesitan ser interpretadas

Según lo señalado anteriormente (objeto social cuasi exclusivo y elección para garantizar un servicio universal), la manifestación de la **Exposición de Motivos del RD 485/2009, sobre la consideración como actividad libre** es más política que jurídica y **no viene recogida en la Ley del Sector Eléctrico, que es el único texto que puede definir la naturaleza de la actividad.**

De otra parte el artículo 5 del RD 485/2009, sobre régimen jurídico de los consumidores acogidos a tarifa de último recurso, señala que: **“A todos los efectos, los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso serán considerados como consumidores en el mercado liberalizado”**. Este artículo en nada modifica lo expuesto, ya que se está refiriendo al hecho de que el consumidor tiene la posibilidad de elegir la CUR que desee. Desde luego **resulta imposible definir a un cliente como “liberalizado” ya que ninguna otra CUR puede ofrecerle condiciones diferentes a las legalmente establecidas.**

De hecho un cliente de último recurso no puede ser suministrado a comercialización libre o al menos es más que previsible que, si se diera el caso, intervenga la Administración.

Por último, la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, indica, en su Disposición transitoria tercera:

“Valores iniciales a aplicar en el cálculo la tarifa de último recurso a partir de 1 de julio de 2009.

1. *El valor del margen de comercialización fijo, MCF, definido en el artículo 8.2, para cada las tarifas de último recurso a partir de 1 de julio de 2009 será de 4 Euros/kW y año. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá revisar el margen de comercialización MCF, cuando revise el coste de producción de energía.”*

Y en su artículo 8:



Artículo 8. Determinación de la tarifa de último recurso.

- 1. La tarifa de último recurso para cada tipo de consumidor se determinará a partir de la tarifa de acceso asociado a su punto de suministro.*
- 2. El término de potencia de la tarifa de último recurso será el término de potencia de la tarifa de acceso más el margen de comercialización fijo, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula: $TPU = TPA + MCF$*

Siendo:

TPU Término de potencia de la tarifa de último recurso.

TPA Término de potencia de la tarifa de acceso.

MCF Margen de comercialización fijo, expresado en Euros/kW y año.

- 3. El término de energía de la tarifa de último recurso será igual a la suma del término de energía de la correspondiente tarifa de acceso y el coste estimado de la energía, calculados de acuerdo con el contenido de la presente orden, de acuerdo con la siguiente fórmula: $TEUp = TEAp + Cep.$*

En consecuencia, es evidente que dado que la regulación establece un “margen de comercialización fijo” –incluso establece el importe del mismo “4 Euros/kW”– es obvio el carácter de comisionista de la actividad y soporta el argumento de Iberdrola sobre la consideración de la Comercialización de Último Recurso como una actividad regulada.

El anterior suministro a tarifa, donde el distribuidor recibía un ingreso regulado independiente de la cantidad de energía comprada y vendida y del coste de la misma, y la actual de SUR en donde se le asegura al comercializador un importe fijo por cliente, sin soportar el mayor/menor consumo ni, *a priori*, el mayor/menor coste de la energía **no supone una diferencia significativa respecto al sistema regulado anterior.**

Iberdrola obtuvo informes jurídicos que avalaban su posición de considerar la comercialización de último recurso como una actividad regulada.

Es cierto que la determinación del nivel de riesgo de negocio que obliga a una separación contable de las cifras de ventas y aprovisionamientos tiene cierto grado de subjetividad y no está tasado concretamente en ninguna norma. Por ello, aun no estando conforme con la interpretación de la Comisión y con objeto de mantener la homogeneidad y comparabilidad de la información financiera con el resto de empresas del sector solicitada por la CNMV se procederá a registrar brutas las compras y ventas a partir del cierre del ejercicio 2010.

En cualquier caso, y a efectos informativos, como se ha solicitado:

- El cierre 2009 en Iberdrola Consolidado contempla un neteo de aprovisionamientos y cifra de negocios de 1.733 M€ para reflejar los ingresos regulados de la actividad en Cifra de Negocios.



- Si no se hiciera dicho neteo, es decir, si las ventas y compras de energía de Iberdrola Comercializadora de Último Recurso se consolidaran en los estados financieros del Grupo, se pondría de manifiesto otra relación intragrupo que debería ser eliminada en el proceso de consolidación.

En concreto, las compras de energía al *pool* realizadas por la CUR que coincidieran horariamente con ventas de energía al *pool* realizadas por generadoras del Grupo deberían ser eliminadas, al tratarse de facto de una transacción entre diferentes sociedades del Grupo a través del mercado (interpretación ya considerada en el pasado para compras y ventas en mismo tramo horario realizadas al *pool* por la generación y la comercialización libre del Grupo).

La eliminación de ventas y compras en el consolidado ascendería a 400 M€.

Por tanto, el efecto de no netear el margen de la CUR sería, a nivel consolidado para diciembre 2009, un aumento de Cifra de Negocios y Aprovisionamientos de 1.333 M€.

El estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio 2009 separando las compras y ventas de la comercialización de último recurso sería el que se muestra a continuación donde la única diferencia respecto al presentado en las cuentas anuales consolidadas 2009 es:

	<i>Millones de euros</i>		
	<u>2009</u>		
Importe neto de la cifra de negocios	24.559	1.333	25.892
Aprovisionamientos	(13.771)	(1.333)	(15.104)
	<u>10.788</u>	-	<u>10.788</u>

	<i>Millones de euros</i>
	<u>2009</u>
Importe neto de la cifra de negocios	25.892
Aprovisionamientos	(15.104)
	<u>10.788</u>
Gastos de personal	(2.161)
Gastos de personal activados	459
Servicios exteriores	(2.206)
Otros ingresos de explotación	618
	<u>(3.290)</u>
Tributos	(683)
	<u>6.815</u>



	<i>Millones de euros</i>
	<u>2009</u>
Amortizaciones y provisiones	(2.306)
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN	4.509
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	33
Ingreso financiero	1.360
Gasto financiero	(2.470)
Beneficios en enajenación de activos no corrientes	241
Pérdidas en enajenación de activos no corrientes	(16)
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	3.657
Impuesto sobre Sociedades	(719)
BENEFICIO NETO DEL EJERCICIO	2.938
Accionistas minoritarios	(114)
BENEFICIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	<u>2.824</u>

10. TEST DE DETERIORO.

10.1 Periodo sobre el cual la dirección ha proyectado los flujos de efectivo para calcular el valor recuperable de las unidades generadoras de efectivo.

La información adicional solicitada sobre los test de deterioro de las unidades generadoras de efectivo, descritos en la nota 8 de la memoria consolidada, hace referencia al período de proyección de los flujos de efectivo futuros y la tasa de crecimiento empleada para extrapolar dichas proyecciones más allá del período contemplado.

Unidad Generadora de Efectivo	Segmento Negocio	Nº años	g
Generación y comercialización de energía eléctrica y gas en Reino Unido	Scottish Power	Vida útil 10	0%
Transporte y distribución de energía eléctrica en Reino Unido	Scottish Power	10	2,2%
Producción de energía renovable en Reino Unido	Renovables	Vida útil	0%
Actividades no reguladas en Estados Unidos	Renovables	Vida útil	0%

Unidad Generadora de Efectivo	Segmento Negocio	Nº años	g
Actividades reguladas en Estados Unidos	Iberdrola USA	10	1,5%
Actividades en Canadá	Scottish Power	Vida útil	0%
Actividades corporativas	Estructura y ajustes	20	0%

El período de proyección:

- En activos de generación se corresponde con la vida útil remanente de los mismos (las vidas útiles de los activos más relevantes a estos efectos son: ciclos combinados 35 años y parques eólicos 20 años),
- Para la distribución y comercialización de electricidad y gas se utilizan 10 años.
- Las actividades corporativas recogen la parte del precio asignado en la compra de Scottish Power a la deducibilidad fiscal del fondo de comercio durante 20 años.

Se considera más apropiado para los negocios en cuestión (con inversiones de largo período de maduración) utilizar estos períodos que la alternativa de 5 años más una tasa de crecimiento, dado que en los negocios de generación se disponen para algunos casos de contratos a largo plazo y para el resto existen curvas de precios estimadas para dichos períodos y utilizadas para la operativa habitual del negocio (contratos, coberturas, etc.), y en los negocios de distribución los períodos regulatorios son amplios (habitualmente 5 años) y existen planes de inversión para el período proyectado.

10.2 Tasa de crecimiento empleada para extrapolar dichas proyecciones más allá del periodo cubierto por los presupuestos o previsiones más recientes.

La **tasa de crecimiento** empleada para extrapolar las proyecciones es nula para los activos de generación (dado que se proyecta su vida útil remanente) y también para la actividad de comercialización de electricidad y gas, mientras que para la distribución de electricidad y gas se utiliza el 1,5% en Estados Unidos y el 2,2% en el Reino Unido. Dichas tasas de crecimiento están basadas en las expectativas de crecimiento del mercado y la inflación.

10.3 Teniendo en cuenta lo anterior, deberán explicar cómo han calculado las tasas de descuento incluidas en la nota 8 de la memoria consolidada.

Las tasas de descuento antes de impuestos utilizadas sobre los flujos de efectivo de las operaciones están basadas en:

- el valor temporal del dinero o tasa libre de riesgo de ese mercado, más
- los riesgos específicos del activo o prima de riesgo del activo/negocio en cuestión.



Segmento / Negocio	Tasa	
Renovables		
Producción de energía renovable en España	EUR	6,89%
Producción de energía renovable en Reino Unido	GBP	6,98%
Producción de energía renovable en Grecia	EUR	7,88%
Otras actividades en Estados Unidos	USD	7,89%
Producción de energía renovable en Estados Unidos	USD	8,61%
Scottish Power		
Transporte y distribución de energía eléctrica en Reino Unido	GBP	6,60%
Generación y comercialización de energía eléctrica y gas en Reino Unido	GBP	7,43%
Actividades en Canadá	USD	7,89%
Iberdrola USA		
Distribución de electricidad y gas en Estados Unidos	USD	6,31%
Latinoamérica		
Distribución de gas en México	USD	9,20%
Distribución de energía eléctrica en Brasil	R\$ BRL	11,91%
Generación de energía eléctrica en Brasil	R\$ BRL	12,59%
Distribución de energía eléctrica en Guatemala	QTZ	14,91%

- La tasa libre de riesgo se corresponde con las emisiones del Tesoro a 10 años en el mercado en cuestión, con profundidad y solvencia suficientes (como por ejemplo la zona EURO, Reino Unido y Estados Unidos).
 - En el caso de países con economías y/o monedas donde no existe la suficiente profundidad y solvencia, se estima un Riesgo País y un Riesgo Divisa, de forma que el conjunto de todos estos componentes (tasa libre riesgo + riesgo país + riesgo divisa) se asimila al coste de financiación sin el *spread* de riesgo del activo en cuestión.
- La prima de riesgo del activo se corresponde con los riesgos específicos del activo en cuestión, para cuyo cálculo se toman en consideración las betas desapalancadas (*business risk index*) estimadas con base en empresas comparables (*peer groups*) que realicen dicha actividad principal.

* * * * *

