



IBERDROLA

Julián Martínez-Simancas
Secretario General y del Consejo

**Comisión Nacional del Mercado de Valores
Dirección General Mercados**



Calle Edison, 4
28006 Madrid

Bilbao, 16 de diciembre de 2014

Asunto: Requerimiento de información en relación con las cuentas anuales individuales y consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 de Iberdrola, S.A.

Muy señores nuestros:

El 28 de octubre de 2014, Iberdrola, S.A. (la "**Sociedad**" o "**Iberdrola**") recibió del Departamento de Informes Financieros y Corporativos de la Comisión Nacional del Mercado de Valores un requerimiento de información, de fecha 23 de octubre de 2014, relativo a las cuentas anuales individuales y consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 de Iberdrola (el "**Requerimiento de Información**"), que fue prorrogado hasta el 25 de noviembre.

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 1 la contestación a las cuestiones planteadas en el Requerimiento de Información solicitando de esa Comisión Nacional del Mercado de Valores 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.

Atentamente,

1

Plaza Euskadi, 5 48009 Bilbao
Tel 94 466 43 44
Tomás Redondo, 1 28033 Madrid
Tel 91 784 27 12
jmsiman@iberdrola.es



Anexo 1

Contestación a las cuestiones planteadas en el Requerimiento de Información



IBERDROLA

1. La nota 11 de la memoria consolidada explica que debido a la incertidumbre existente sobre la regulación de aplicación a los parques eólicos estadounidenses cuya construcción comience a partir del 1 de enero de 2014, y teniendo en cuenta el entorno bajista de los precios de la electricidad en Estados Unidos, Iberdrola ha decidido paralizar una serie de proyectos de construcción y ha revisado a la baja las probabilidades de éxito de los proyectos que va a mantener. En consecuencia, ha deteriorado 511.340 miles € correspondientes a activos intangibles y propiedad, planta y equipo del estado consolidado de situación financiera.

Por otra parte, y ante las perspectivas de mantenimiento en el largo plazo de bajos márgenes de almacenamiento de gas, el grupo ha decidido paralizar el desarrollo de sus proyectos de construcción de este tipo de instalaciones mientras dicho escenario no cambie sustancialmente. En consecuencia, ha saneado la totalidad del coste activado por este concepto, que ascendía a 536.516 miles €.

Adicionalmente, como resultado del test de deterioro de estas unidades generadoras de efectivo llevado a cabo en 2013, se ha puesto de manifiesto un deterioro adicional en las unidades generadoras de efectivo de almacenamiento de gas en Estados Unidos y Canadá, que asciende a 535.482 miles €, de los cuales 271.562 miles € corresponden al saneamiento del fondo de comercio y el resto a otros activos.

Asimismo, en lo que a la actividad de producción de energía eléctrica se refiere, el grupo considera que la rentabilidad establecida en el RDL 9/2013 resulta insuficiente para una asignación eficiente del capital a destinar a nuevas inversiones, por lo que se ha procedido a deteriorar 64.985 miles €, correspondientes a la totalidad del coste activado en ejercicios anteriores en proyectos de desarrollo de instalaciones de energías renovables en España.

Las mencionadas rebajas de valor tienen su reflejo en el movimiento de los epígrafes "Activos Intangibles" y "Propiedad, Planta y Equipo" que figuran en las notas 8 y 10 de la memoria consolidada, respectivamente. Parte de los deterioros -343 millones de activos intangibles y 171 millones de propiedad, planta y equipo- se han incluido dentro de la columna "saneamientos", desglosando el tipo de activo al que corresponden, mientras que el resto se presenta en una única línea denominada "provisiones por deterioro", sin detallar el tipo de activo al que se refieren.

- 1.1 Expliquen cuál es la política contable de la compañía para clasificar las rebajas de valor de activos como saneamientos o provisiones por deterioro, junto con los motivos que justifican esta diferencia de presentación.

IBERDROLA distingue entre provisiones por deterioro y saneamientos dependiendo de si las pérdidas de valor son reversibles o no reversibles. Esto es: un saneamiento supone una baja del importe en libros de los activos ya que las pérdidas de valor se consideran definitivas, no reversibles, bien porque así lo establece la normativa contable, como puede ser el caso del fondo de comercio, o bien porque la Sociedad considera que el valor del activo no se va a recuperar por su uso o disposición, (NIC 16.67); sin embargo, en el caso de una pérdida por deterioro el valor recuperable es inferior al importe en libros por lo que es necesario dotar la correspondiente provisión por deterioro (NIC 37.6).

Las provisiones por deterioro en un activo podrían ser revertidas cuando se produzca un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar su importe recuperable (NIC 36.114), aumentando el importe en libros del activo con el límite del valor en libros que tendría de no haberse realizado la provisión (NIC 36.117). Estas dotaciones/reversiones por deterioro de valor se recogen en las líneas "Provisiones por deterioros" de los movimientos del activo intangible (Nota 8), inversiones inmobiliarias (Nota 9), propiedad, planta y equipo (Nota 10) o se



IBERDROLA

corresponden con pérdidas de deterioro de existencias inmobiliarias de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013.

En el ejercicio 2013 debido a la incertidumbre sobre la regulación de aplicación a los parques eólicos estadounidenses o las perspectivas de mantenimiento en el largo plazo de bajos márgenes de almacenamiento de gas como consecuencia de la irrupción del gas pizarra en el mercado energético norteamericano o los efectos del Real Decreto Ley 9/2013 en proyectos de desarrollo de instalaciones de energías renovables en España, IBERDROLA decidió paralizar el desarrollo de varios de sus proyectos de construcción. No obstante, en el supuesto de que la situación de estos mercados cambiase, IBERDROLA podría replantearse volver a poner en funcionamiento los proyectos paralizados, estimando de nuevo el importe recuperable de los activos en el nuevo escenario y, en su caso, revertiría las provisiones dotadas.

1.2 Aporten un detalle de los deterioros registrados en 2013 en los mencionados epígrafes, desglosando el importe que corresponde a cada tipo de activos.

En la tabla que se presenta a continuación se reflejan los saneamientos y deterioros registrados en el ejercicio 2013 por tipo de activo.

Miles de euros	Saneamientos	Deterioros	Total
Fondo de comercio	271.562	-	271.562
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	41.908	-	41.908
Aplicaciones informáticas	117	-	117
Otro activo intangible			
- Proyectos eólicos en Norteamérica	29.045	471.894	500.939
- Proyectos gas en Norteamérica	-	248.806	248.806
Reversión provisión	-	(22.013)	(22.013)
Saneamientos y deterioro intangible (Nota 8)	342.632	698.687	1.041.319
Centrales hidroeléctricas	-	5.183	5.183
Centrales de ciclo combinado	1.393	-	1.393
Centrales nucleares	2.394	-	2.394
Centrales eólicas	5.684	149.184	154.868
Instalaciones de almacenamiento de gas y otras centrales alternativas	103.618	431.851	535.469
Despachos de maniobra y otras instalaciones	4.047	-	4.047
Otros elementos en explotación	5.499	-	5.499
Instalaciones técnicas en curso	48.175	-	48.175
Otras inmovilizaciones en curso	682	1.062	1.744
Reversión provisión	-	(17.606)	(17.606)
Saneamientos y deterioro tangible (Nota 10)	171.492	569.674	741.166
Inversiones Inmobiliarias (Notas 9 y 11)	-	28.676	28.676
Existencias inmobiliarias (Nota 11)	-	33.368	33.368
Saneamientos y deterioro inmobiliaria	-	62.044	62.044
Total saneamientos y deterioro	514.124	1.330.405	1.844.529

(Notas 11 y 38)



IBERDROLA

2. Las normas de valoración de la memoria consolidada explican que Iberdrola deberá incurrir en una serie de costes de desmantelamiento de sus instalaciones térmicas y eólicas, entre los que se incluyen los derivados de las labores necesarias para el acondicionamiento de los terrenos donde están ubicadas. Asimismo, de acuerdo a la legislación vigente, deberá realizar ciertas labores previas al desmantelamiento de sus centrales nucleares.

En este sentido, la nota 24 de la memoria consolidada explica que el grupo mantiene provisiones para hacer frente a los costes derivados de la obligación anterior, aportando un detalle del movimiento de estas provisiones durante los ejercicios 2013 y 2012, junto con el importe correspondiente a cada tipo de instalación.

De dicha información se extrae que en el ejercicio 2013 se han llevado a cabo dotaciones de provisiones por cierre de instalaciones por valor de 570 millones €, correspondiendo la práctica totalidad a centrales eólicas y otras centrales alternativas, cuyo importe ha pasado de 140 millones a 31 de diciembre de 2012 a 693 millones al cierre de 2013.

- 2.1 Describan la metodología seguida por Iberdrola para calcular los costes de desmantelamiento de sus instalaciones, y expliquen las razones por las cuales el grupo ha registrado una dotación tan significativa en 2013, especialmente en lo relativo a las instalaciones eólicas.

La Sociedad solicita a los servicios técnicos de los diferentes negocios que evalúen el coste derivado de las obligaciones de desmantelar, retirar y restaurar elementos de sus propiedades, planta y equipo o de los lugares que éstos ocupan de acuerdo a los requerimientos de cada una de las jurisdicciones donde opera.

La validez de los mencionados estudios se revisa periódicamente para incorporar a las estimaciones de costes futuros la experiencia de la razonabilidad de las provisiones ante desmantelamientos reales o para incorporar nuevos requerimientos legales o regulatorios.

En general los servicios técnicos estiman el coste en la fecha del estudio. Dicho importe es capitalizado a la fecha fin de la vida útil de la instalación con el índice de precios al consumo del país donde se ubique la instalación y posteriormente se descuenta a una tasa financiera para que la provisión refleje el valor presente de los costes futuros estimados.

De acuerdo al IFRIC 1, los cambios en la provisión derivados de la modificación en el calendario estimado o del importe de las salidas de recursos requeridas para cancelar la obligación, o un cambio en la tasa de descuento, se añadirán o deducirán del coste del activo correspondiente en el periodo. Si la disminución en la provisión excediese el importe en libros del activo, el exceso se reconocerá inmediatamente en el resultado del periodo.

La Nota 6 "Uso de estimaciones y fuentes de incertidumbre" de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013 indica que *entre las estimaciones más significativas realizadas por el Grupo Iberdrola en las Cuentas anuales consolidadas se encuentran los "Costes de cierre y desmantelamiento de instalaciones de producción y distribución de energía eléctrica" y que "El Grupo Iberdrola revisa periódicamente las estimaciones de los costes a los que tendrá que hacer frente para el desmantelamiento de sus instalaciones."*

A pesar de que las estimaciones de costes se han realizado en función de la mejor información disponible, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) dado que la falta de experiencia en el desmantelamiento de parques hace difícil la posibilidad de contrastar con la realidad la bondad de las estimaciones realizadas.

Durante el ejercicio 2013 se han realizado trabajos de desmantelamiento de varios parques eólicos en Reino Unido, como los parques eólicos de Carland Cross y Coal Clough, lo que ha puesto de manifiesto la insuficiencia de las provisiones constituidas hasta la fecha.



IBERDROLA

A modo de ejemplo, los estudios técnicos tipo de desmantelamiento de un parque eólico identifican:

- Actuaciones de desmantelamiento
 - Desmontaje de aerogeneradores
 - Desmantelamiento de torres meteorológicas
 - Restauración de plataformas y cimentaciones
 - Restauración de viales
 - Drenajes
 - Actuación en zanjas de líneas de media tensión y comunicaciones
- Especies a emplear en la vegetación del terreno

Como consecuencia de lo comentado anteriormente, IBERDROLA decidió realizar un nuevo estudio completo de las tareas necesarias y los costes que supone el desmantelamiento de los parques en cada una de las grandes áreas en las que opera, esto es, España, Reino Unido y Estados Unidos.

Con la nueva estimación IBERDROLA, como requiere IFRIC 1, registró la variación de la provisión con cargo en propiedades planta y equipo. Esta variación supuso un incremento de 568 millones de euros aproximadamente:

3. La presentación de resultados del ejercicio 2013 que remitieron como hecho relevante el pasado 19 de febrero de 2014 muestra que la producción de energía en España a través de ciclos combinados habría caído en 2013 un 40,1%, hasta los 1.697 GWh.

Por su parte, la presentación que acompaña a la información financiera correspondiente al primer semestre de 2014 señala que, durante la primera mitad del ejercicio, la producción de energía a través de esta tecnología en el territorio español ha descendido un 40,3% adicional, hasta los 462 GWh (representativos del 1,37% de la producción total de Iberdrola en España este periodo).

A este respecto, deberán aportar la siguiente información:

3.1 Señalen si la bajada en la producción a través de las instalaciones de ciclos combinados en España es interpretada por el grupo como un indicio de deterioro de valor de estas instalaciones.

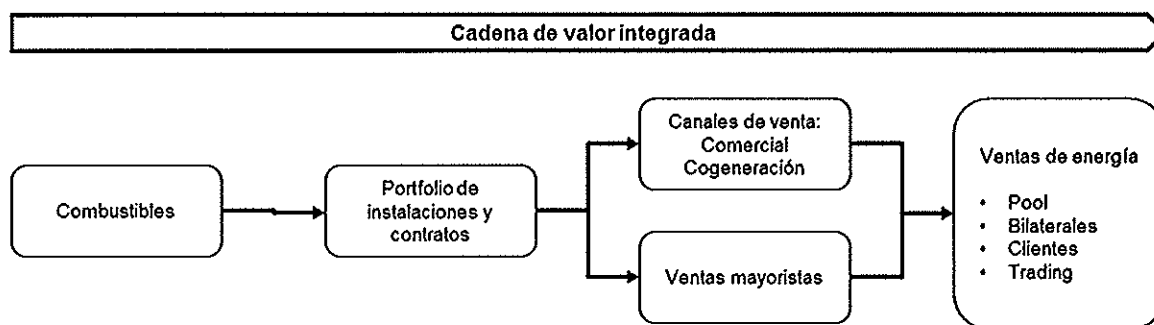
IBERDROLA considera que una tecnología de generación específica o una central concreta no genera entradas de efectivo que sean, en buena medida, independientes de las producidas por otros activos (NIC 36.6), por lo que no constituyen en sí mismas una unidad generadora de efectivo.

IBERDROLA gestiona su parque generador de España y Portugal, ya sean ciclos combinados, centrales hidráulicas, nucleares, térmicas de carbón o cogeneración, de forma conjunta, donde todas las centrales de distintas tecnologías juegan un papel relevante, complementario y necesario ante distintas situaciones de mercado, para proporcionar la electricidad demandada por los clientes en cada momento, con la firmeza y flexibilidad requeridas.

En base a lo expuesto, la unidad generadora de efectivo a la que pertenecen las instalaciones de ciclos combinados es la de Generación y comercialización de electricidad y gas en España y Portugal.



El modelo integrado de gestión de la unidad generadora de efectivo Generación y comercialización de electricidad y gas en España y Portugal, que se muestra en el esquema siguiente, evidencia la interdependencia de los flujos de caja de las diferentes tecnologías.



La situación del mercado spot (volátil por naturaleza) establece las centrales y las tecnologías que entran en funcionamiento en cada momento. De este modo, el conjunto de centrales supone una cobertura de riesgo ante distintas situaciones del mercado repartiéndose los flujos de caja entre las centrales y la actividad de comercialización.

En base a lo anterior, no se realiza un análisis de recuperabilidad específico para ninguna tecnología, sino que se analiza la recuperabilidad para la unidad generadora de efectivo a la que dichos activos pertenecen de acuerdo a NIC 36.66:

"[...] Si no fuera posible estimar el importe recuperable del activo individual, la entidad determinará el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que el activo pertenece".

En este sentido, una reducción de la producción de las instalaciones de cualquiera de las tecnologías del portafolio del grupo no se considera un indicio de deterioro en la medida en que la producción correspondiente a la unidad generadora de efectivo en su conjunto y su renta asociada no disminuya significativamente de forma que pudiera poner en riesgo la recuperación del valor contable de la unidad generadora de efectivo en su conjunto. Al no haberse producido estas circunstancias, no se ha realizado un test de deterioro ni en el ejercicio 2013 ni en el primer semestre de 2014.

Como se desprende de la tabla que se incluye a continuación, que recoge datos operativos de las presentaciones de resultados del ejercicio 2013 y del primer semestre de 2014, la disminución de producción en el ejercicio 2013 fue sólo del 1,6%. Sin embargo, en el primer semestre del ejercicio 2014, lejos de disminuir, la producción ha aumentado un 13,6%.

	Valor neto (M€)	Producción neta (GWh)					
		1S 2014	2013	2012	% var.	1S 2014	1S 2013
Hidráulica	2.741	14.795	9.039	63,7	11.965	8.705	37,4
Nuclear	2.362	22.889	26.026	(12,1)	12.191	11.730	3,9
Térmica de carbón	215	2.348	4.396	(46,6)	527	483	9,1
Ciclos combinados de gas	2.134	1.697	2.831	(40,1)	462	774	(40,3)
Cogeneración	120	2.490	2.624	(5,1)	981	1.313	(25,3)
Total	7.572	44.219	44.916	(1,6)	26.126	23.005	13,6

Respecto de la evolución de la oferta de generación el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC") en el "Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017" prevé que las bajas superen a las altas y que la potencia instalada en el sistema peninsular resulte en 2017 inferior a 2012.

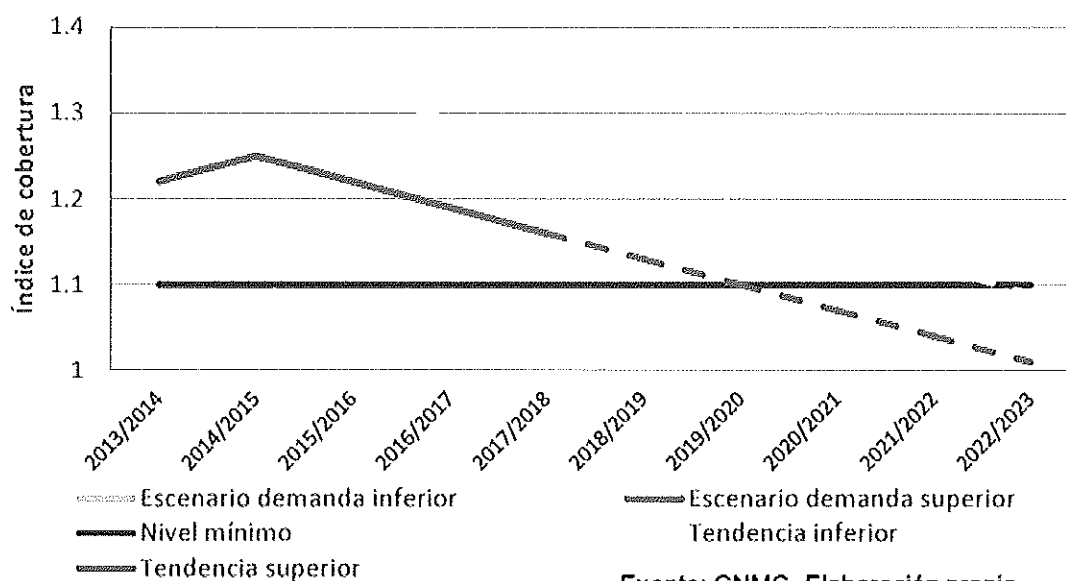
El informe de la CNMC reconoce que existe una elevada incertidumbre sobre la evolución que sufrirá la demanda eléctrica en los próximos años por efecto de la actividad económica, lo cual introduce una importante dificultad a la hora de realizar una previsión de demanda precisa y fiable. Según alguno de los escenarios de demanda elaborados por el operador del sistema para el informe marco, la demanda prevista para el periodo 2013-2017 podría registrar aún reducciones hasta 2015, iniciando posteriormente una recuperación moderada en los últimos años del periodo.

Con las limitaciones señaladas, la CNMC analiza dos escenarios, superior e inferior de demanda, presumiendo un equipo generador con la disponibilidad habitual y bajo hipótesis conservadoras. Sus conclusiones son, para el horizonte contemplado 2013-2017, que no observa situaciones que afecten a la cobertura en el corto plazo, aunque sí prevé una reducción del índice de cobertura de la demanda en los próximos años.

La propia CNMC advierte que se debe considerar que las conclusiones para el corto plazo no tienen en cuenta y los resultados anteriores podrían verse alterados de forma negativa para la seguridad del sistema si en los próximos años tuviera lugar el cierre o la indisponibilidad de algunas centrales de carbón no previstas, por aumentar las exigencias medioambientales que les afectan. Otros factores que podrían alterar los resultados serían la evolución del saldo en las interconexiones, la vigencia del mecanismo de interrumpibilidad de la demanda o las posibles restricciones en la red de transporte que limiten la capacidad de evacuación de las unidades de producción en régimen ordinario.

No obstante, de mantenerse las hipótesis continuistas de la CNMC, como muestra el gráfico:

- El escenario de demanda superior haría necesarios todos los ciclos en 2019/2020
- El escenario de demanda inferior haría necesarios todos los ciclos en 2022/2023





IBERDROLA

En este contexto, IBERDROLA considera que nos encontramos en el momento de mayor sobrecapacidad, pero que esta sobrecapacidad es coyuntural (4-8 años). Lo anterior se refuerza con lo recogido en el informe de la CNMC sobre la posibilidad de cierre temporal de algunas centrales de ciclo combinado (hibernación), si esta opción fuera aprobada, y su posterior vuelta a la operación. Por lo tanto, es de esperar que en el medio plazo los ciclos combinados vuelvan a un régimen de operación normalizado.

Por último, la opción de menor coste a futuro para el sistema eléctrico es el mantenimiento de los ciclos combinados. Es decir, es más económico mantener los ciclos en el sistema durante estos años, que proceder a su cierre y después tener que acometer nuevas inversiones en capacidad.

No obstante, sí se pueden producir hechos o circunstancias que afecten a la unidad generadora de efectivo en su conjunto, como ocurrió en el ejercicio 2012 ante los cambios normativos en España con el Real Decreto-Ley 13/2012 por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. En este caso se realizó un análisis sobre la recuperabilidad de los activos de las unidades generadoras de efectivo del negocio Liberalizado (unidad generadora de efectivo Generación y comercialización de electricidad y gas en España y Portugal), negocio Renovables (unidad generadora de efectivo Energías renovables en España) y negocio Redes en España (unidad generadora de efectivo Distribución de electricidad en España) como se refleja en la Nota 8 Activo intangible de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012.

Adicionalmente, también podrían producirse circunstancias que supongan que un activo deje de formar parte de la unidad generadora de efectivo, derivado de que los flujos asociados al mismo ya no sean dependientes del resto de activos, como puede ser el cierre, traslado de una instalación o venta. En estos supuestos, en el caso de identificarse indicadores de deterioro, el test se realizaría para esa instalación individualmente considerada.

3.2 Expliquen cuál es la metodología seguida por Iberdrola para calcular el valor recuperable de este tipo de instalaciones, indicando si el mismo se está obteniendo a través de su valor razonable menos costes de ventas o mediante su valor de uso.

Como se describe en el apartado 3.1 anterior, IBERDROLA no calcula el valor recuperable de una tecnología concreta o de una instalación de forma individual sino del conjunto de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece cuando se producen los indicadores de deterioro correspondientes.

En su caso, y como se describe en la nota 4 l) Deterioro del valor de los activos no financieros de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013, si tuviera que calcularse el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo Generación y comercialización de electricidad y gas en España y Portugal, se calcularía el valor en uso en base a las siguientes hipótesis:

- Producción de las instalaciones: se considerarían horas de funcionamiento coherentes con las de ejercicios anteriores y en consonancia con la evolución futura esperada por IBERDROLA del mix energético español.
- Precios de venta de la electricidad y el gas: se utilizarían precios establecidos en los contratos de venta suscritos. Para la producción no vendida, se emplearían los precios de los futuros en el mercado a plazo español.



IBERDROLA

- Precios de compra del gas: se usarían precios establecidos en los contratos de adquisición a largo plazo suscritos por el Grupo Iberdrola.
- Margen de comercialización de electricidad y gas: se utilizarían expectativas de evolución del número de clientes y márgenes unitarios basados en el conocimiento del mercado donde opera el Grupo Iberdrola y la cartera de clientes actual.
- Inversión: se consideraría la mejor información disponible sobre las instalaciones que se van a poner en funcionamiento en los próximos años.
- Costes de operación y mantenimiento: se considerarían los contratos de mantenimiento de instalaciones suscritos. Para el resto de costes de explotación se proyectarían de manera coherente con el crecimiento esperado de cada una de las unidades generadoras de efectivo, asumiendo una evolución de la plantilla acorde con dicho crecimiento.

En cuanto a los períodos de proyección, si bien la NIC 36 recomienda la utilización de proyecciones a cinco años a efectos del test de deterioro, IBERDROLA utilizaría la totalidad de la vida útil remanente de los activos de generación considerando que es el método más apropiado, máxime teniendo en cuenta que en muchos casos se han suscrito contratos de venta de energía a muy largo plazo y se dispone además de curvas de precios estimadas a largo plazo que se utilizan en la operativa habitual del Grupo Iberdrola (contratos, coberturas, etc.). IBERDROLA considera que sus proyecciones son fiables y que la experiencia pasada demuestra su capacidad de predecir los flujos de caja en periodos como los considerados.

4. La nota 4f) de la memoria consolidada explica que la CINIIF 12 afecta a la actividad de distribución de energía eléctrica desarrollada en Brasil por el grupo, y dado que la contraprestación recibida por las actividades de construcción y mejora de las redes llevadas a cabo por Iberdrola en este país consiste, por una parte, en un derecho incondicional a recibir efectivo y, por la otra, en la facultad de repercutir determinados importes a los consumidores, la aplicación de la citada CINIIF 12 supone el reconocimiento de dos activos diferenciados correspondientes a ambas contraprestaciones: un activo intangible, amortizable en el periodo de la concesión, y un activo financiero, que figura contabilizado en el epígrafe "Otras inversiones financieras no corrientes" del Estado consolidado de situación financiera.

Por su parte, la nota 14 describe que el grupo contabiliza los activos disponibles para la venta por su valor razonable, figurando entre ellos los referidos derechos de cobro en Brasil cuantificados en 497.532 miles € y 585.423 miles € a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente, clasificados en el "Nivel 2" correspondiente a aquellos activos y pasivos cuyo valor razonable se ha determinado mediante técnicas de valoración que utilizan hipótesis observables en el mercado.

El párrafo 24 de la CINIIF 12 señala que el importe adeudado por el concedente o por orden del mismo se contabiliza, con arreglo a la NIC 39, como: (a) préstamo o partida a cobrar; (b) activo financiero disponible para la venta; o (c) si ha recibido esa designación en el reconocimiento inicial, activo financiero al valor razonable con cambios en resultados, siempre que se cumplan las condiciones de tal clasificación.

Asimismo, de acuerdo con el párrafo 61 de los Fundamentos de las Conclusiones de la mencionada norma, el activo se clasificará como "préstamo o partida a cobrar" si



IBERDROLA

los pagos son fijos o determinables, y el único riesgo sustancial de no recuperabilidad de la inversión inicial es el deterioro crediticio de la contraparte.

A este respecto, deberán aportar la siguiente información:

4.1 Aclaren si el grupo está considerando algún riesgo, adicional al deterioro crediticio, para recuperar el valor de los derechos de cobro derivados de la actividad de distribución eléctrica en Brasil. En caso afirmativo, describan cuál es la naturaleza de dicho riesgo.

IBERDROLA sí considera riesgos adicionales al de crédito de la contraparte a efectos de determinar la recuperabilidad del valor de los derechos de cobro a recibir del concedente al final del periodo de concesión. Los derechos de cobro derivados de la actividad de distribución eléctrica en Brasil, además del riesgo de deterioro crediticio están sujetos a los siguientes riesgos:

- Cálculo del valor neto de reposición (*Valor Novo de Reposição VNR*) realizado por el regulador energético en sus revisiones tarifarias e
- Índice General de Precios de Mercado brasileño (*Índice Geral de Preços ao Mercado IGP-M*)

4.2 Expliquen la metodología seguida por Iberdrola para obtener el valor razonable de este activo, detallando los conceptos que provocan una diferencia de valor neta de 87.891 miles € entre 2012 y 2013.

Los importes reconocidos como activos financieros en la CINIIF 12, corresponden a la indemnización a recibir al vencimiento de los contratos de concesión por las sociedades brasileñas. La Ley N° 12.783/13 establece que dicha indemnización será determinada por el valor de reposición (*Valor Novo de Reposição VNR*) de los activos en concesión que al final del periodo de concesión no hayan sido amortizados.

La Sociedad determina el valor razonable del activo financiero a recibir del concedente al final de la concesión utilizando el valor residual de la Base Regulatoria de Activos (*Base de Remuneração Regulatória BRR*) al final del plazo contractual de la concesión.

La metodología establecida por el regulador blindo el valor de la Base Regulatoria de Activos una vez superada cada revisión tarifaria ordinaria. Estas revisiones ordinarias se producen cada cuatro años, para Elektro y Celpe, o cinco años, para Coelba y Cosern.

Es decir, una vez el regulador ha realizado la revisión tarifaria el valor de la Base Regulatoria de Activos anterior a esa fecha no puede ser modificado salvo por su actualización con IGP-M. La siguiente revisión tarifaria determinará el valor a efectos de la base regulatoria de activos sólo por las adiciones del periodo entre dos revisiones tarifarias.

A efectos de estimar el importe del activo financiero, se utilizan valores observables, en concreto se emplea el valor neto de reposición, calculado por el regulador energético en la última revisión tarifaria, y se actualiza entre revisiones tarifarias por las adiciones del activo fijo subyacente y diferencias de conversión o, en su caso, las posibles variaciones que surgen en el método de cálculo del VNR y el Índice General de Precios de Mercado (IGPM) brasileño, como ya se ha comentado.

La Sociedad registra los cambios en los flujos de efectivo estimados por este activo financiero de acuerdo con el párrafo GA8 de la NIC 39, que establece que una entidad, al revisar sus estimaciones de cobros, ajustará el importe en libros del activo financiero para reflejar los flujos de efectivo reales y estimados ya revisados y reconocerá la diferencia en el resultado del periodo. La Ley N° 12.783/13 corroboró el entendimiento de que las variaciones de los activos



IBERDROLA

financieros vinculados a la concesión derivadas de las revisiones tarifarias resultan en variaciones en los flujos de efectivo estimados por ese activo al final del período de concesión.

Durante el ejercicio 2013, el movimiento en el valor razonable de los derechos de cobro derivados de la actividad de distribución eléctrica en Brasil ha sido el siguiente:

Miles de euros	
Saldo a 31 de diciembre de 2012	585.423
Altas por nuevas inversiones realizadas	46.082
Cambio en la BRR de la última revisión tarifaria	(56.637)
Actualización financiera	26.452
Bajas de inversiones	(6.463)
Diferencias de conversión	(97.325)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	497.532

4.3 Aporten todos los desgloses de información requeridos por la SIC 29 Concesiones relativos a la actividad de distribución eléctrica en Brasil, en concreto:

- (i) Descripción del acuerdo
- (ii) Aspectos significativos relacionados con importe, calendario y certidumbre de los flujos futuros
- (iii) Naturaleza y alcance de: Derechos a usar determinados activos; Obligación de prestar o recibir determinados servicios; Obligación de adquirir o construir elementos de inmovilizado material; Obligación de entregar o recibir determinados activos al término del período de concesión; Opciones de renovación o terminación; Otros derechos y obligaciones
- (iv) Cambios ocurridos durante el período

• **Descripción de los acuerdos**

Sociedad ⁽¹⁾	Nº municipios	Localidad	Fecha de concesión	Fecha vencimiento	Revisión tarifaria	Última revisión ⁽²⁾
COELBA	415	Estado de Bahia	08/08/1997	07/08/2027	5 años	Abril 2013
CELPE	184	Estado de Pernambuco	30/03/2000	29/03/2030	4 años	Abril 2013
CELPE	1	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/2000	29/03/2030	4 años	Abril 2013
CELPE	1	Estado de Paraíba	30/03/2000	29/03/2030	4 años	Abril 2013
COSERN	167	Estado de Rio Grande do Norte	31/12/1997	30/12/2027	5 años	Abril 2013
ELEKTRO	223	Estado do Sao Paulo	27/08/1998	26/08/2028	4 años	Agosto 2011
ELEKTRO	5	Mato Grosso do Sul	27/08/1998	26/08/2028	4 años	Agosto 2011



IBERDROLA

- (1) Companhia de Eletricidade do Estado do Bahia, S.A. (COELBA), Companhia Energética de Pernambuco, S.A. (CELPE), Companhia Energetica do Rio Grande do Norte, S.A. (COSERN), Elektro Electricidade e Serviços, S.A. (ELEKTRO)
- (2) Todas las sociedades se encuentran en el tercer ciclo regulatorio

- **Certidumbre de los flujos futuros**

Descrito en la respuesta a la pregunta 4.1.

- **Derechos y obligaciones**

La duración de las concesiones es de 30 años y podrá prorrogarse por un máximo de 30 años, a petición de la concesionaria y a discreción del concedente, que es la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Las principales obligaciones del concesionario en el marco del contrato de concesión son proveer de electricidad a los clientes dentro de su área de concesión, llevar a cabo las obras necesarias para prestar los servicios, y mantener los activos relacionados con la concesión.

La concesionaria tiene prohibido transferir o conceder como garantía dichos bienes sin el consentimiento previo y por escrito del regulador.

Al final de la concesión, la propiedad se revertirá automáticamente al concedente, procediéndose a la evaluación y determinación de la cuantía de la indemnización a la concesionaria.

El precio de los servicios prestados a los consumidores está regulado y tiene la siguiente composición: Parcela A (costes no controlables, como la compra de energía, el transporte y cargos sectoriales, entre otros) y la Parcela B (costes operativos eficientes y costes de capital - la remuneración de la inversión y la cuota de la reintegración regulatoria). Los mecanismos de ajuste son el tarifario anual y la revisión tarifaria ordinaria que se lleva a cabo cada cuatro o cinco años.

- **Cambios durante el periodo**

Los acuerdos de concesión no han tenido modificaciones en el periodo.

5. La nota 12.a) sobre participaciones contabilizadas por el método de la participación señala que el 27 de diciembre de 2012, Iberdrola suscribió un acuerdo para la transmisión de su participación en Medgaz, S.A por un precio de 146 millones €. La operación estaba sujeta a que los demás accionistas de Medgaz no ejercitasen su derecho de suscripción preferente y a la obtención de determinados consentimientos de los que no se disponía a cierre de 2012. Dado que el acuerdo limitaba la capacidad de decisión del grupo en Medgaz a partir de su firma, Iberdrola consideró que ya no disponía de influencia significativa sobre dicha participación, por lo que la traspasó al epígrafe "Cartera de valores corrientes" del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2012, registrando una plusvalía de 105.324 miles € en el estado del resultado consolidado correspondiente al ejercicio 2012.

El 11 de febrero de 2013, Compañía Española de Petróleos S.A.U. y Sonatrach S.P.A. en su condición de accionistas de Medgaz ejercitaron su derecho de adquisición preferente respecto de la participación de Iberdrola que había sido objeto del acuerdo de venta. En este sentido, en 2013 el grupo ha procedido a transmitir definitivamente su participación en Medgaz, dándola de baja del epígrafe "Cartera de valores corrientes", en el que figuraba en el Estado de situación financiera consolidado a 31 de diciembre de 2012.



IBERDROLA

5.1 Aporten información adicional sobre los acuerdos que limitaban la capacidad de decisión en Medgaz y que, a su juicio, justificaban que no se dispusiera de influencia significativa, a pesar de que no se habían obtenido los permisos necesarios para el cierre de la operación.

El contrato de compraventa que Iberdrola Generación, S.A. firmó con Fluxys SA/NV ("**Fluxys**") el 27 de diciembre de 2012 (el "**Contrato de Compraventa**"), para la venta de su participación en Medgaz, S.A., a pesar de estar sujeto a condiciones suspensivas, contenía una serie de obligaciones para IBERDROLA que limitaban la influencia significativa en dicha sociedad.

En este sentido, la cláusula 5.01 del Contrato de Compraventa establecía las obligaciones que IBERDROLA asumía, en relación con la gestión de Medgaz, S.A., durante el periodo entre la firma del contrato y el cierre de la operación.

En general, dicha cláusula obligaba a IBERDROLA, directamente como accionista, e indirectamente a través de los consejeros nombrados por IBERDROLA en Medgaz, a ejercitar su voto en la sociedad, dentro del curso ordinario del negocio y a no vender o imponer cargas sobre las acciones objeto de venta.

En particular, no se permitía, sin consentimiento previo de Fluxys:

- Aprobar acuerdos de junta de accionistas, salvo (i) en caso de ser necesarios para cumplir con obligaciones legales, o (ii) dentro del curso ordinario del negocio,
- Declarar o pagar dividendos o realizar cualquier distribución en relación con las acciones objeto de venta, salvo los dividendos ya declarados antes de la firma del Contrato de Compraventa o cualquier otra distribución contemplada en el plan de negocio de 2013,
- Escindir, dividir o reclasificar las acciones objeto de venta,
- Emitir acciones, reducir o ampliar capital, otorgar opciones o derechos sobre las acciones de la sociedad,
- Modificar los estatutos de la sociedad,
- Adoptar cualquier acuerdo para liquidar la sociedad,
- Vender, imponer cargas o disponer de los activos de la sociedad, salvo lo acordado en virtud de contratos firmados con anterioridad a la firma del Contrato de Compraventa,
- Firmar cualquier contrato que obligue al vendedor a lo dispuesto anteriormente,
- No realizar o permitir que se llevara a cabo cualquier acto u omisión que pudiera constituir un incumplimiento de las representaciones y garantías otorgadas por IBERDROLA a Fluxys en el Contrato de Compraventa, e
- Informar al comprador de cualquier información o documentación relevante, relativa a la sociedad y a sus negocios.

De acuerdo a la NIC 28 (párrafos 3, 5 y 6) la influencia significativa se define como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto, y se presume que existe si se posee directa o



IBERDROLA

indirectamente el 20% o más de los derechos de voto de la participada a menos que pueda demostrarse claramente que tal influencia no existe.

Asimismo, la NIC 28.9 señala que se perderá la influencia significativa sobre la participada cuando se carezca del poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de ésta, tenga lugar o no un cambio en los niveles absolutos o relativos de propiedad y que podría ocurrir como resultado de un acuerdo contractual, circunstancias todas ellas que, en opinión de IBERDROLA, se dan con el Contrato de Compraventa como se ha explicado anteriormente.

IBERDROLA, que poseía un 20% de los derechos de voto hasta la firma del acuerdo de venta revisó el análisis de las circunstancias que evidencian la existencia de influencia significativa tras la firma del mismo:

- Representación en el Consejo de Administración. Como se ha descrito en el apartado anterior, aunque el consejero nombrado por IBERDROLA permaneció en el Consejo después de 31 de diciembre de 2012, estaba sujeto a las restricciones y limitaciones antes mencionadas.
- Participación en los procesos de fijación de políticas, entre los que se incluyen la participación en las decisiones sobre dividendos y otras distribuciones. Como ya se ha explicado IBERDROLA no tenía acceso a ningún resultado posterior a 31 de diciembre de 2012, como consecuencia de las restricciones y limitaciones antes mencionadas.
- En cuanto a transacciones de importancia relativa entre la entidad y la participada, intercambio de personal directivo, o suministro de información técnica esencial, éstas eran inexistentes.

Derivado del análisis anterior IBERDROLA concluyó que a 31 de diciembre de 2012 había perdido la influencia significativa sobre Medgaz.

Adicionalmente, el hecho de que los demás socios tuvieran la opción de ejercitar su derecho de suscripción preferente no suponía cambios en el análisis anterior ya que únicamente implicaba que, a la fecha del acuerdo, se desconocía aún quién sería el comprador: bien la compañía belga Fluxys o bien los socios si ejercitaban su derecho preferente, Compañía Española de Petróleos S.A.U. o Sonatrach S.P.A.

5.2 Señalen hasta qué fecha mantuvieron presencia en el Consejo de Administración de Medgaz y cómo han tenido en cuenta dicha circunstancia al evaluar la influencia significativa en la entidad

Uno de los consejeros nombrados por IBERDROLA dimitió el 20 de junio de 2013, fecha en la que se cerró la transmisión con CEPSA, y el otro el 28 de junio de 2013, fecha en la que se cerró la transmisión con Sonatrach. Aunque los consejeros nombrados por Iberdrola permanecieron en el Consejo después de 31 de diciembre de 2012, estaban sujetos a las restricciones y limitaciones antes mencionadas.

6. La nota 12 de las cuentas anuales individuales de Iberdrola, S.A., explica que el epígrafe "Deudores varios" a 31 de diciembre de 2012 incluía 251.500 miles € correspondientes al importe pendiente de cobro derivado del acuerdo de venta de la sociedad Iberdrola Renewables France, S.A.S. firmado entre IBERDROLA e Iberdrola Renovables Energía, S.A.U. y el consorcio formado por EDF Energies Nouvelles, Munich RE y General Electric. El acuerdo incluía la cancelación de la deuda que IBERDROLA tenía con Iberdrola Renewables France, S.A.S a la fecha de la firma del



IBERDROLA

acuerdo y que ascendía a 251.500 miles €. A este respecto, la memoria señala que Iberdrola no registró resultado alguno por esta operación en el ejercicio 2012.

Por otro lado, con fecha 24 de mayo de 2013 la sociedad comunicó mediante hecho relevante la consumación de la mencionada operación, al haberse cumplido la última de las condiciones suspensivas a las que estaba sujeta. Asimismo, el comunicado explicaba que *"la operación no tendrá un impacto significativo en la cuenta de resultados a nivel consolidado correspondiente al ejercicio 2013, ya que su importe fue reflejado en las cuentas anuales correspondientes al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2012."*

6.1 Aclaren la aparente discrepancia existente sobre la fecha de registro del resultado de la operación, que se extrae de la lectura de ambos documentos, y cuantifiquen, en su caso, los resultados individuales y consolidados que se hayan generado por el referido acuerdo de venta.

En el marco de la venta del negocio eólico terrestre en Francia, con fecha 29 de diciembre se acordó la venta de la participación en la sociedad Iberdrola Renovables France, S.A.S., filial de Iberdrola Renovables Energía, S.A.U. a su vez participada al 100% por IBERDROLA.

La consumación de la operación estaba sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas habituales, tales como la obtención de las autorizaciones y consentimientos pertinentes, las cuales fueron cumplidas en su totalidad el 23 de mayo de 2013, fecha de la consumación de la operación. IBERDROLA consolidó la participación en la sociedad Iberdrola Renovables France, S.A.S. durante todo el ejercicio 2012 dado que ésta permanecía en su perímetro. Aunque la cuenta corriente que mantenía con la sociedad se reclasificó desde el epígrafe *Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo - Otros activos financieros* al epígrafe *Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar - Deudores*

La enajenación de esta participación supuso una pérdida de 63.653 miles de euros registrada en el epígrafe "Pérdidas en enajenación de activos no corrientes" en el Estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012 del Grupo Iberdrola. Dado que IBERDROLA no tenía una participación directa sobre la filial enajenada no se registró ningún resultado por esta operación en las cuentas anuales individuales de IBERDROLA correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012.

Dicha pérdida surgió debido a que el valor razonable menos los costes de venta era inferior al valor contable en los estados financieros consolidados del Grupo Iberdrola del ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012.

En el ejercicio 2013 se realizaron ajustes al precio de venta poco relevantes que modificaron de manera residual las pérdidas reconocidas en el ejercicio 2012 en los estados financieros consolidados del Grupo Iberdrola.