

COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES

Dirección General de Mercados
Edison, 4
28006 Madrid

Madrid, 26 de noviembre de 2015

Muy señores nuestros:

En relación con su escrito de fecha 5 de noviembre de 2015, con número de registro de salida 2015151951, recibido en nuestras oficinas el pasado 10 de noviembre de 2015, en el que nos solicitan información adicional relativa a determinadas cuestiones incluidas en las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA, S.A. y Sociedades Dependientes correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 y en la información financiera intermedia correspondiente al primer semestre de 2015 de ENDESA, S.A. y su Grupo consolidado, nos es grato atender su solicitud de información siguiendo a tal efecto el mismo orden previsto en el mencionado escrito.

Estamos a su disposición para cualquier aclaración que estimen necesaria y aprovechamos la ocasión para saludarles atentamente.


Iria Acha

Secretario del Consejo de Administración

Procedemos a dar respuesta a sus requisitos de información:

- 1. Las normas de valoración del inmovilizado material de la memoria consolidada indican que, durante el ejercicio 2014, se han realizado nuevos estudios técnicos sobre las vidas útiles de las centrales nucleares, estimada hasta 2013 en 40 años, basados en la mayor experiencia existente actualmente en centrales nucleares de características técnicas similares, los cuales han demostrado que estas instalaciones, manteniendo unas condiciones de explotación, unos programas de operación y mantenimiento y las inversiones adecuadas, pueden alcanzar una vida útil mayor a la establecida inicialmente, garantizando la seguridad en su funcionamiento de acuerdo a los requerimientos legales establecidos.**

La memoria indica que los permisos de explotación concedidos a estas centrales en la fecha de formulación de las cuentas anuales consolidadas no alcanzan la totalidad de la vida útil estimada, ya que estos permisos se conceden inicialmente para 30 años, período inferior a la vida útil de las instalaciones, con posibilidad de posteriores renovaciones por períodos de 10 años, tramitadas una vez que se encuentre próximo su vencimiento. Los Administradores de la Sociedad estiman que, de acuerdo con la política energética prevista actualmente por el Gobierno español, plasmada en la primera propuesta del documento "Planificación Energética Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020" emitida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que contempla el funcionamiento de centrales nucleares con más de 40 años de antigüedad, las centrales nucleares podrán ver renovadas sus licencias de explotación al menos hasta los 50 años, siempre que estén en condiciones técnicas de operar con un adecuado nivel de seguridad, lo que permitirá su funcionamiento por un período de, al menos, 50 años.

Por lo tanto, a partir de 1 de octubre de 2014, ENDESA ha modificado, con efecto prospectivo, la vida útil de sus centrales nucleares, pasando de los 40 años que se venían estimando a 50 años habiéndose considerado, en consecuencia, que se producirá una renovación adicional de 10 años en la autorización administrativa para su explotación. El efecto que este cambio en la vida útil estimada ha tenido en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 ha sido positivo por importe de 28 millones de euros.

A este respecto, deberán aportar la siguiente información:

- 1.1 Describan las principales conclusiones que se desprenden de los estudios técnicos realizados, y que les llevan a considerar que la vida útil de las centrales nucleares se sitúa en 50 años, indicando si dichos estudios son internos o si se han llevado a cabo por expertos independientes, identificando en su caso el nombre de los expertos, las fechas de los informes, y si los mismos han manifestado algún tipo de limitación al alcance en su trabajo.**

RESPUESTA

Los estudios técnicos realizados sobre la vida útil de las centrales nucleares mencionados en la Nota 3.a.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 son de carácter interno y se han basado en las prácticas y reglas actuales del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), de la Comisión Reguladora Nuclear de los Estados Unidos de América (como Organismo Regulador del país origen de la tecnología de la mayor parte de las centrales nucleares españolas), en las

recomendaciones del Organismo Internacional de Energía Nuclear, así como en la posición de la Asociación de Organismos Reguladores Europeos (WENRA).

El objeto de los estudios internos realizados ha consistido en el análisis de las bases técnicas, normativas y las estructuras reguladoras aceptadas internacionalmente para la renovación de la autorización de explotación de centrales nucleares comerciales más allá de la vida de diseño inicial de las mismas, permitiendo de esta manera lo que habitualmente se denomina operación a largo plazo de estas instalaciones. Asimismo, en dichos estudios se ha revisado también el marco legal en materia de energía nuclear con objeto de evaluar la inexistencia de impedimentos jurídicos para obtener la renovación de las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares y los requisitos técnicos y de seguridad existentes para la renovación de dichas autorizaciones.

Igualmente, los estudios realizados han tomado como referencia las centrales de Ascó y Vandellós, al ser propietaria ENDESA en un 92,5% y representar un 81% del total de su capacidad instalada en la tecnología nuclear a 31 de diciembre de 2014, si bien las conclusiones alcanzadas han sido extrapoladas al resto de centrales nucleares participadas por ENDESA al tener modelos de gestión equiparables.

Las principales conclusiones que se desprenden de los estudios técnicos se apoyan en los cinco pilares que se detallan a continuación:

1. *La excelente condición del activo material:* este pilar se fundamenta en la excelente condición de las Estructuras, Sistemas y Componentes (ESC) de las centrales nucleares a través de la gestión del envejecimiento que se ha llevado a cabo mediante el conjunto de programas que se aplican de forma sistemática, entre los que destacan la regla de mantenimiento, la experiencia operativa propia y ajena, la gestión de la cualificación ambiental, la fiabilidad de equipos (ER), la recualificación de equipos y la gestión de la obsolescencia, todo lo cual se ha materializado en los planes de inversión y los programas de mantenimiento preventivo que se han aplicado a lo largo del tiempo.

a) Planes de Inversión.

Desde su puesta en operación comercial, ENDESA ha ejecutado inversiones en las centrales nucleares para reforzar su seguridad, modernizarlas y actualizarlas tecnológicamente dando respuesta a los requerimientos regulatorios establecidos por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) u otros organismos internacionales.

Dentro de los planes de inversión llevados a cabo, hay que distinguir los siguientes tipos de actuaciones:

- Inversiones singulares: se han llevado a cabo actuaciones encaminadas a la mejora de la seguridad, fiabilidad y operación de las centrales nucleares, y se han realizado las mismas en los circuitos primario y secundario, sistemas eléctricos y de instrumentación y sistemas auxiliares.
- Inversiones recurrentes: en este epígrafe se incluye aproximadamente el 40% del total de la inversión realizada y sus partidas más significativas incluyen las modificaciones de diseño, renovación de componentes y recualificación de equipos.
- Inversiones para el refuerzo de la seguridad: responden a los compromisos asumidos por las centrales nucleares españolas ante el

Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) dentro del contexto de la Unión Europea tras las pruebas de resistencia realizadas en 2011 después del accidente en la Central Nuclear de Fukushima. Las principales inversiones se han realizado en equipos portátiles para actuación en emergencias, protecciones frente a inundaciones externas, instalaciones para la gestión de emergencias, venteos filtrados de la contención, recombinadores pasivos de hidrógeno, procedimientos de actuación y numerosas modificaciones de diseño en las plantas. El fin último perseguido con estas actuaciones es que las plantas dispongan de capacidad para dar respuesta a situaciones excepcionales cuyo alcance pudiera ir más allá de las bases de diseño consideradas en cada central.

b) Programas de Mantenimiento Preventivo.

Durante las paradas para la recarga de combustible llevadas a cabo cada dieciocho meses, con una duración de cuarenta días, se ejecuta un programa de inspecciones y mantenimiento actuando sobre los principales equipos de las plantas.

Por tanto, el elevado esfuerzo inversor, mantenido de forma sostenida en el tiempo, junto con la política de mantenimiento preventivo practicada durante las paradas para recarga, se ven reflejados en la excelente condición de los activos materiales de las centrales nucleares, lo que permite abordar con garantías de éxito la extensión de su vida útil más allá de los cuarenta años de diseño original.

2. *La disponibilidad y cualificación de los recursos humanos para la operación a largo plazo*, apoyado en diversos planes organizativos gestionados mediante un modelo focalizado en la seguridad nuclear, entre los cuales se encuentran importantes actuaciones formativas y planificación para el relevo generacional, lo que constituye una garantía para abordar con éxito la extensión de las vidas útiles de las plantas.
3. *Evaluación realizada por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) de Santa María de Garoña en 2009*: con fecha 5 de junio de 2009 el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) emitió un informe favorable a la renovación de la autorización de explotación de la Central Nuclear de Santa María de Garoña por diez años (2009-2019), estableciendo límites y condiciones aplicables. Con fecha 3 de julio de 2009 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo notificó a Nuclenor, S.A. la renovación de dicha autorización por un plazo de cuatro años hasta el 6 de julio de 2013, seis años menos que los informados favorablemente por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), si bien las consideraciones esgrimidas para esta decisión no cuestionaban, en ningún momento, ni la seguridad ni la capacidad de la planta para continuar la operación comercial durante el plazo de diez años solicitado.
4. *El favorable contexto regulatorio nuclear internacional*: la industria nuclear norteamericana es un referente tecnológico para las centrales nucleares españolas. Del total de las 99 centrales nucleares en operación en Estados Unidos, 74 de ellas han recibido autorización para operar a sesenta años. Asimismo, otras empresas generadoras en Europa han recibido autorización para operar más allá de la vida útil determinada en el diseño original.
5. *Ausencia de impedimentos regulatorios y posicionamiento favorable del Gobierno de España*: en España, la renovación de las autorizaciones se efectúa mediante un procedimiento que permite la continuación de la autorización con arreglo a una evaluación sistemática de la seguridad y una

revisión periódica, generalmente por períodos de diez años, sin que exista una fecha límite para la autorización de la explotación, y, para que esa autorización pueda otorgarse por la Administración, es necesario cumplir los requisitos antes indicados.

Adicionalmente a lo expuesto anteriormente y con posterioridad a 1 de octubre de 2014, en el debate sobre los Presupuestos Generales del Estado 2015 celebrado en noviembre de 2014 en el Congreso de los Diputados, el Ministro de Industria anunciaba que *"todo está dispuesto ya para que las centrales nucleares puedan aumentar su vida útil, siempre y cuando, de acuerdo con la legislación vigente, cumplan las condiciones establecidas al efecto por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)"*.

Igualmente, en mayo de 2015, la Dirección General de Política Energética y Minas, Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento, publicó el Informe "Sostenibilidad Ambiental de la Planificación del Sector Eléctrico 2015-2020" en cuyo Apartado 4.2.2 indicaba *"en la evolución de la potencia instalada, el escenario de prospectiva considera las siguientes hipótesis, según las fuentes energéticas: Nuclear: se mantiene la potencia actual, considerando la puesta en servicio de nuevo de la Central de Santa María de Garoña en 2016"*, lo que supone dar continuidad a la operación de una planta con más de cuarenta años de vida.

La NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo", en su apartado 51, establece que, al menos al término de cada ejercicio anual, se revisarán las vidas útiles y, si las expectativas difieren de las estimaciones previas, los cambios se contabilizarán como un cambio en una estimación contable, de acuerdo con la NIC 8 "Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores". Asimismo, el párrafo 56 de la NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo" establece que, *"para determinar la vida útil del elemento de inmovilizado material, se tendrán en cuenta todos los factores siguientes:*

- (a) La utilización prevista del activo. El uso debe estimarse por referencia a la capacidad o al rendimiento físico que se espere del mismo;*
- (b) El deterioro natural esperado, que dependerá de factores operativos tales como el número de turnos de trabajo en los que se utilizará el activo, el programa de reparaciones y mantenimiento, así como el grado de cuidado y conservación mientras el activo no está siendo utilizado;*
- (c) La obsolescencia técnica o comercial derivada de los cambios o mejoras en la producción, o bien de los cambios en la demanda del mercado de los productos o servicios que se obtienen con el activo;*
- (d) Los límites legales o restricciones similares sobre el uso del activo, tales como las fechas de caducidad de los contratos de servicio relacionados con el activo."*

A este respecto, la NIC 8 "Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores", en su párrafo 34 señala que *"si se produjesen cambios en las circunstancias en que se basa la estimación, es posible que ésta pueda necesitar ser revisada, como consecuencia de nueva información obtenida o de poseer más experiencia"*.

En consecuencia, como resultado de las excelentes condiciones técnicas de los activos derivadas de los planes de inversión y programas de mantenimiento preventivo, así como del resto de factores enumerados anteriormente y, dado que no existen razones técnicas ni regulatorias que puedan ser argumentadas en contra de la extensión de la vida útil de estas centrales, se concluye que, manteniendo unas condiciones de explotación, unos programas de operación y

mantenimiento y las inversiones adecuadas, se puede alargar la vida útil inicialmente establecida para los activos de las centrales nucleares garantizando la seguridad en el funcionamiento de acuerdo a los requerimientos legales establecidos.

Por ello, ENDESA procedió, a partir de 1 de octubre de 2014, con efecto prospectivo, a alargar la vida útil de sus centrales nucleares.

En su respuesta deberán explicar cuál es la vida útil estimada de los principales componentes de estas instalaciones.

RESPUESTA

En relación a la vida útil de los principales componentes de las centrales nucleares, indicar que, al no haberse identificado diferencias significativas en la vida útil estimada de los principales componentes (reactor primario, obra civil, turbina y circuito de refrigeración), en aplicación del párrafo 45 de la NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo", los mismos se agrupan para determinar el cargo por amortización, siendo su vida útil de cincuenta años.

- 1.2 Indiquen si, al realizar este juicio, han tenido en cuenta la práctica habitual seguida por otras entidades que tengan activos operativos de naturaleza similar. En caso afirmativo, remitan una comparación entre la vida útil empleada por ENDESA y la utilizada por otros operadores en los mercados en los que están presentes.**

RESPUESTA

En la Nota 3.a.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 se señala que la vida útil se revisa cuando existen indicios de que pueda haber variado y, si procede, se ajusta de forma prospectiva de acuerdo al párrafo 51 de la NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo". En este contexto, al realizar este juicio se tuvo en consideración la práctica habitual seguida por otras compañías con activos operativos de naturaleza similar.

El cuadro que figura a continuación muestra una comparación entre la vida útil empleada por ENDESA y otros operadores:

Sociedad	País	Vida Útil	Fuente de Información Externa
Duke Energy Corporation ⁽¹⁾	EE.UU.	60 años	2014 Annual Report and Form 10-K
Électricité de France (EDF) ⁽²⁾	Francia	40 años (en Francia) 35-60 años (Fuera de Francia)	EDF Reference Document Financial Report 2014
ENDESA	España	50	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
E.ON ⁽³⁾	Alemania	46-47 años	2014 Annual Report
Exelon Corporation ⁽⁴⁾	EE.UU.	40-60 años	2014 Annual Report and Form 10-K
Gas Natural Fenosa	España	40 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
Iberdrola	España	40 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
NexTra Energy ⁽⁵⁾	EE.UU.	40-60 años	2014 Annual Report and Form 10-K
Ontario Power Generation ⁽⁶⁾	Canadá	15 - 59 años	2014 Annual Report
Southern Company ⁽⁷⁾	EE.UU.	60 años	2014 Annual Report and Form 10-K
Vattenfall ⁽⁸⁾	Suecia	60 años	2014 Annual Report and Sustainability Report

- (1) La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 ascendía a 67,09 GW, de la cual el 16% es nuclear.
- (2) La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 ascendía a 136,2 GW, de la cual el 54% es nuclear.
- (3) La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 ascendía a 59 GW y opera seis reactores nucleares.
- (4) El 55% de su potencia instalada (34,6 GW) es nuclear.
- (5) La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 ascendía a 44,9 GW y cuenta con ocho reactores nucleares con una potencia instalada de 6,6 GW.
- (6) A 31 de diciembre de 2014 su capacidad instalada era de 17 GW y cuenta con dos centrales nucleares.
- (7) La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 ascendía a 46,58 GW, de la cual el 8% es nuclear.
- (8) La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 ascendía a 40 GW, de la cual el 17% es nuclear.

Asimismo, la Dirección de ENDESA ha revisado la estimación de la vida útil de las centrales de ciclo combinado, estimada hasta 2013 en 25 años. La memoria explica que la experiencia acumulada en los años de funcionamiento de estas centrales sobre la depreciación técnica de los principales componentes de las mismas, ha puesto de manifiesto que el nivel de depreciación técnica de estos elementos es similar al de las centrales de carbón. Por ello, con el soporte de los correspondientes estudios técnicos, con fecha 1 de octubre de 2014 se ha procedido a establecer de forma prospectiva las vidas útiles de las centrales de ciclo combinado en 40 años. El efecto que ha tenido este cambio en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 ha sido de un menor cargo en la dotación a la amortización del ejercicio por importe de 15 millones de euros.

Por último, durante el ejercicio 2014 se han llevado a cabo inversiones en determinadas centrales de carbón que han permitido alargar sus respectivas vidas útiles, lo que ha supuesto un efecto positivo en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2014 de 18 millones de euros. De acuerdo con la información contenida en la memoria consolidada, estas instalaciones tenían en 2013 una vida útil estimada entre 25-40 años, pasando en 2014 a una estimación de 25-59 años.

1.3 Aporten la información requerida en las anteriores cuestiones 1.1 y 1.2 respecto a la ampliación de la vida útil de las centrales de ciclos combinados y las centrales de carbón.

a) Ciclos combinados.

1. Principales conclusiones que se desprenden de los estudios técnicos realizados, y que les llevan a considerar que la vida útil de las centrales de ciclo combinado se sitúa en 40 años, indicando si dichos estudios son internos o si se han llevado a cabo por expertos independientes, identificando en su caso el nombre de los expertos, las fechas de los informes, y si los mismos han manifestado algún tipo de limitación al alcance en su trabajo.

RESPUESTA

Los estudios técnicos realizados sobre las vidas útiles de las centrales de ciclo combinado descritos en la Nota 3.a.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 han sido elaborados internamente.

Con respecto a una central térmica convencional, que utiliza una turbina de vapor para accionar los alternadores que generan electricidad, las centrales de ciclo combinado presentan una ventaja competitiva al incorporar una turbina de gas a la cabecera del proceso, lo que permite alcanzar rendimientos superiores a los de una central térmica convencional.

Tal y como se indica en la Nota 3.a.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014, la experiencia que ENDESA ha ido adquiriendo en la explotación de estas centrales de ciclo combinado, desde la entrada en funcionamiento del primer ciclo combinado en el año 2001, permite determinar que los elementos críticos de la turbina de gas, con un nivel de mantenimiento adecuado y económicamente aceptable, pueden tener una vida útil similar a los elementos de las centrales convencionales de generación térmica.

Esta afirmación se apoya en los siguientes argumentos:

- Por una parte, las centrales de ciclo combinado están basadas en tecnologías de generación térmica de modo que la mayor parte de sus equipos están diseñados y tienen condiciones de funcionamiento similares a las existentes en los activos de generación eléctrica con centrales de carbón o fueloil. El diferencial fundamental de las centrales de ciclo combinado con el resto de las tecnologías de generación térmica es la turbina de gas en la que, en determinados elementos críticos de la misma (partes calientes), tiene establecidos períodos de sustitución en base a su funcionamiento y mantenimiento, mientras que el resto de los elementos de la planta presentan características muy similares a las de las centrales convencionales de generación térmica.
- Por otra parte, las inversiones recurrentes realizadas por ENDESA desde la puesta en operación de estas plantas y los planes de mantenimiento ejecutados a lo largo del tiempo, parte de los cuales se instrumentan a través de Long Term Service Agreement (LTSA) suscritos con el propio fabricante, permiten asegurar las excelentes condiciones técnicas de estos activos.

Por tanto, desde un punto de vista técnico, resulta adecuado considerar que la configuración de estas plantas junto con la adecuada gestión realizada de estos activos permite que la vida de las centrales de ciclo combinado continúe generando energía de forma eficiente más allá de los veinticinco años considerados en su diseño inicial, pudiéndose alargar significativamente su vida útil hasta los cuarenta años.

Conforme a los párrafos 51 y 56 de la NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo", como resultado de los análisis técnicos efectuados sobre las instalaciones de las centrales de ciclo combinado se observó un cambio en las expectativas que se habían tenido en consideración para la determinación inicial de la vida útil de las mismas de modo que, de acuerdo al párrafo 34 de la NIC 8 "Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores", se revisaron sus vidas útiles y ENDESA procedió, a partir de 1 de octubre de 2014, con efecto prospectivo, a alargar la vida útil de sus centrales de ciclo combinado.

En su respuesta deberán explicar cuál es la vida útil estimada de los principales componentes de estas instalaciones.

RESPUESTA

En relación a la vida útil de los principales componentes de las centrales de ciclo combinado, indicar que, al no existir diferencias significativas en la vida útil estimada de los principales componentes identificados por ENDESA (turbina de gas, turbina de vapor, caldera de recuperación y sistema de refrigeración), en aplicación del párrafo 45 de la NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo", se agrupan para determinar el cargo por amortización siendo su vida útil de cuarenta años.

2. Comparación entre la vida útil empleada por ENDESA y la utilizada por otros operadores en los mercados en los que están presentes.

RESPUESTA

La tabla que figura a continuación muestra una comparación entre la vida útil empleada por ENDESA y la utilizada por otros operadores:

Sociedad	País	Vida Útil	Fuente de Información Externa
Électricité de France (EDF)	Francia	25 años	EDF Reference Document Financial Report 2014
ENDESA	España	40 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
E.ON	Alemania	10-65	Annual Report 2014
Gas Natural SDG	España	25 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
Hidroeléctrica del Cantábrico (HC Energía)	España	35 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
Hydro Québec ⁽¹⁾	Canadá	5-50 años	Annual Report 2014
Iberdrola	España	35 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
National Power Corp. ⁽¹⁾	Reino Unido	10-57 años	Annual Report 2014
Ontario Power Generation Inc. ⁽¹⁾	Canadá	25-50 años	Annual Report 2014
RWE ⁽¹⁾	Alemania	10-57 años	Annual Report 2014
Scottish and Southern Energy (SSE) ⁽¹⁾	Reino Unido e Irlanda	20-60 años	Annual Report 2014
Vattenfall ⁽¹⁾	Suecia	5-50 años	2014 Consolidated Accounts

(1) Corresponde a todo el parque térmico.

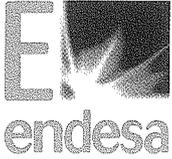
b) Centrales de carbón.

1. Principales conclusiones que se desprenden de los estudios técnicos realizados, y que les llevan a considerar que la vida útil de las centrales de carbón se sitúa entre los 25 y 59 años, indicando si dichos estudios son internos o si se han llevado a cabo por expertos independientes, identificando en su caso el nombre de los expertos, las fechas de los informes, y si los mismos han manifestado algún tipo de limitación al alcance en su trabajo.

RESPUESTA

En la Nota 3.a.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 se señala que durante el ejercicio 2014 se han llevado a cabo inversiones en determinadas centrales térmicas de carbón que han permitido alargar sus vidas útiles.

Dichas inversiones se han efectuado en respuesta a la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación). El objeto de esta Directiva es la prevención y el control integrado de la contaminación



procedente de las actividades industriales y, mediante la misma, se establecen normas para evitar, o cuando ello no sea posible, reducir las emisiones a la atmósfera, el agua y el suelo y evitar la generación de residuos con el fin de alcanzar un nivel elevado de protección del medio ambiente considerado en su conjunto.

Esta Directiva establece que, a partir del 1 de enero de 2016, las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) deberían operar de conformidad con los Valores Límites de Emisión (VLE) establecidos en la parte 1 de su Anexo V. De esta forma, las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) ya existentes que quieran continuar en funcionamiento deberán incluir en sus permisos condiciones que garanticen que sus emisiones a la atmósfera no superen los Valores Límites de Emisión (VLE) establecidos. Este hecho ha puesto de manifiesto la necesidad de efectuar determinadas inversiones en las instalaciones técnicas de las centrales generadoras de carbón.

Durante el ejercicio 2014 ENDESA llevó a cabo un análisis basado en estudios elaborados internamente sobre la situación técnica de los componentes mecánicos de las centrales de carbón (caldera, turbina y ciclo de vapor, sistemas eléctricos y de control, así como equipos principales) así como de los mecanismos de fallo esperables en los mismos en función de su degradación por acumulación de horas de operación y número de arranques para así determinar el tipo de inversiones que se deberían realizar para extender la vida útil de estas centrales y permitir su operación de un modo seguro y fiable acorde con las exigencias medioambientales. Como resultado de dichos estudios se identificaron las inversiones mínimas a realizar que permitían dicho alargamiento en la vida útil de las centrales de carbón, aumentando el rango máximo de las vidas útiles de los elementos incluidos dentro de la categoría de "Centrales de Carbón" hasta los 59 años.

Teniendo en consideración los párrafos 51 y 56 de la NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo" y, como resultado del análisis técnico efectuado, se revisaron los parámetros de determinación de la vida útil y se registró el cambio de estimación contable conforme a lo dispuesto en el párrafo 34 de la NIC 8 "Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores".

Por ello, ENDESA procedió, a partir de 1 de octubre de 2014, con efecto prospectivo, a alargar la vida útil de las mencionadas centrales de carbón.

En su respuesta deberán explicar cuál es la vida útil estimada de los principales componentes de estas instalaciones.

RESPUESTA

En relación a la vida útil de los principales componentes de las centrales de carbón, indicar que, al no existir diferencias significativas en la vida útil estimada de los principales componentes identificados por ENDESA (caldera, turbina de vapor, sistema de refrigeración y cintas de transporte del carbón), en aplicación del párrafo 45 de la NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo", los mismos se amortizan conjuntamente en el intervalo situado entre 25-59 años.

2. Comparación entre la vida útil empleada por ENDESA y la utilizada por otros operadores en los mercados en los que están presentes.

RESPUESTA

La tabla que figura a continuación muestra una comparación entre la vida útil empleada por ENDESA y la utilizada por otros operadores:

Sociedad	País	Vida Útil	Fuente de Información Externa
Électricité de France (EDF) ⁽¹⁾	Francia	25-45 años	EDF Reference Document Financial Report 2014
ENDESA	España	25-59 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
E.ON	Alemania	10-65	Annual Report 2014
Gas Natural SDG.	España	25-40 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
Hidroeléctrica del Cantábrico (HC Energía)	España	40-45 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
Iberdrola	España	25-50 años	Cuentas Anuales Consolidadas 2014
National Power Corp. ⁽²⁾	Reino Unido	10-57 años	Annual Report 2014
Ontario Power Generation Inc. ⁽²⁾	Canadá	25-50 años	Annual Report 2014
RWE ⁽²⁾	Alemania	10-57 años	Annual Report 2014
Scottish and Southern Energy (SSE) ⁽²⁾	Reino Unido e Irlanda	20-60 años	Annual Report 2014
Vattenfall ⁽²⁾	Suecia	5-50 años	2014 Consolidated Accounts

(1) Considerando las Inversiones relativas a la Directiva de Emisiones Industriales (DEI).

(2) Corresponde a todo el parque térmico.

2. La Nota 3.e de la memoria consolidada explica la metodología seguida por ENDESA para llevar a cabo el test de deterioro de valor de los activos no financieros, señalando que la entidad estima el valor recuperable a través del valor de uso, calculado mediante el descuento de flujos de efectivo, partiendo de los presupuestos más recientes disponibles que cubren, en general, los próximos cinco años, y estimándose los flujos para los años futuros hasta el fin de la vida útil de los activos, aplicando tasas de crecimiento razonables, basadas en las tasas medias de crecimiento a largo plazo. La tasa de crecimiento aplicada ha sido del 2% en los ejercicios 2014 y 2013.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el coste de capital del negocio y área geográfica en que se desarrolla, y que se sitúa entre el 6,0% - 6,1%, para el negocio de distribución, y entre el 6,2% - 8,8% para el negocio de generación.

La memoria describe cuáles son las hipótesis clave tomadas en consideración para la estimación de los flujos futuros, así como la metodología seguida para su cálculo, señalando que la experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad y calidad de las proyecciones de la Sociedad, lo que permite basar las referidas hipótesis clave en el histórico de información.

A este respecto, deberán ampliar la siguiente información:

2.1 Aclaren si la tasa de crecimiento aplicada del 2% excede la tasa media de crecimiento a largo plazo para la zona geográfica y mercados en los que opera ENDESA, justificando, en caso afirmativo, su utilización.

RESPUESTA

Tal y como se indica en la Nota 3.e.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014, la tasa de crecimiento empleada para extrapolar las proyecciones de los flujos futuros de efectivo (tasa "g") se ha situado en el 2,0%. Esta tasa de crecimiento se ha determinado teniendo en cuenta lo establecido en

el párrafo 33 (c) de la NIC 36 "Deterioro del Valor de los Activos", que estipula que la tasa de crecimiento no excederá de la tasa promedio de crecimiento a largo plazo considerada para el sector, en los países y mercados en los que opera la entidad.

En este sentido, para determinar la tasa "g" de crecimiento a largo plazo de las Actividades Continuas de ENDESA se ha considerado que dicha tasa, que refleja el crecimiento a largo plazo del negocio, se adecúa a la inflación a largo plazo del país y el valor utilizado (2%) está alineado con la estimaciones del consenso de mercado respecto de la inflación en España para el período 2020-2024.

Dicho consenso de mercado, que se basa en las previsiones de Oxford Economics, Economist Intelligent Unit (EIU) e IHS Energy (IHS), prevé una media de crecimiento de la inflación en España para el período 2020-2024 igual al 2,1% según el siguiente detalle:

Inflación en España (%)						
Fuente de Información	2020	2021	2022	2023	2024	Media 2020-2024
Economist Intelligent Unit (EIU)	2,7%	2,8%	2,3%	2,1%	2,5%	2,5%
IHS Energy (IHS)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	2,0%
Oxford Economics	1,5%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%
Media	2,1%	2,2%	2,1%	2,0%	2,1%	2,1%

La Nota 7 sobre Inmovilizado Material señala que, durante el ejercicio 2014, se han registrado pérdidas por deterioro por importe de 122 millones de euros que corresponden en su totalidad a actividades continuadas.

Asimismo, la Nota 9 sobre Activos Intangibles, detalla que este mismo ejercicio se ha dotado pérdidas netas por deterioro por importe de 32 millones de euros, de los cuales 17 millones de euros corresponden a actividades continuadas.

2.2 Deberán aportar los siguientes desgloses de información, requeridos por el párrafo 130 de la NIC 36 Deterioro de valor de los activos:

- (i) **Eventos y circunstancias que han llevado al reconocimiento de las mencionadas pérdidas por deterioro del valor así como**
- (ii) **Naturaleza de los activos o unidades generadoras de efectivo deteriorados.**
- (iii) **Importe recuperable de los activos o UGEs deteriorados.**

RESPUESTA

De acuerdo a lo expuesto en la Nota 7 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014, durante el citado ejercicio se reconocieron pérdidas netas por deterioro del inmovilizado material por importe de 122 millones de euros correspondientes a Actividades Continuas, de acuerdo al siguiente detalle:

- 1) Activos de Generación:
 - Deterioro por importe de 25 millones de euros correspondientes a terrenos en los que se preveía construir centrales de generación eléctrica y que, conforme al Plan Industrial actualizado del Grupo, no serán destinados a tal fin. A efectos de determinar la valoración de dichos terrenos al cierre del ejercicio 2014 se solicitaron tasaciones externas que arrojaron una disminución del valor razonable de los mismos.
 - Deterioro por importe de 15 millones de euros relativo a estudios de ingeniería relacionados con los proyectos de construcción de centrales de generación eléctrica mencionados en el párrafo anterior.
 - Deterioro de los estudios de proyecto y otros activos asociados con el desarrollo del proyecto para la construcción de la Central Hidroeléctrica de Girabolhos (Portugal), por importe de 8 millones de euros, como consecuencia de la disminución en los flujos de efectivo futuros derivados de esta inversión.
- 2) Activos de Distribución:
 - Deterioro de los activos vinculados con la sentencia a favor de Josel, S.L., relativa a la demanda de resolución contractual por la venta de determinados inmuebles como consecuencia de modificaciones en la calificación urbanística de los mismos, cuya valoración efectuada por un tercero independiente arrojó un deterioro de 65 millones de euros.
 - Deterioro de otros terrenos correspondientes a subestaciones cuya motivación de uso se ha visto modificada y para los que, como resultado de las tasaciones externas realizadas, se ha registrado un deterioro por importe de 6 millones de euros.
- 3) Otros activos no significativos individualmente por importe de 3 millones de euros.

A continuación se detalla el valor recuperable de estos activos:

Millones de Euros	2014
Terrenos y otros Activos relacionados con Centrales de Generación Eléctrica	3
Central Hidroeléctrica de Girabolhos	8
Terrenos Josel, S.L.	62
Otros Terrenos	3
Inmovilizado Material	76

Tal y como se indica en la Nota 9 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014, durante el citado ejercicio se reconocieron dotaciones netas por deterioro de activos intangibles por importe de 17 millones de euros, correspondientes a Actividades Continuas, de acuerdo al siguiente detalle:

- 1) Activos de Generación:
 - Durante el ejercicio 2014 se registró una reversión por importe de 49 millones de euros correspondiente al deterioro de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) de uso propio como consecuencia del aumento

en el precio de cotización de los mismos, que pasó de 4,84 euros/EUA a 31 de diciembre de 2013 a 7,24 euros/EUA a 31 de diciembre de 2014.

- Deterioro del importe registrado correspondiente a la concesión del proyecto para la construcción de la Central Hidroeléctrica de Girabolhos (Portugal), por importe de 35 millones de euros, como consecuencia de los aspectos señalados en el punto 1) de este Apartado relativo al inmovilizado material.
- 2) Activos de Distribución:
- Deterioro por importe de 31 millones de euros correspondiente a la concesión de Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., derivado de la disminución en los flujos de efectivo futuros como consecuencia de la menor retribución esperada.

A continuación se detalla el valor recuperable de estos activos:

Millones de Euros	2014
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂) de Uso Propio	255
Central Hidroeléctrica de Girabolhos	-
Concesión Distribuidora Eléctrica Puerto de la Cruz, S.A.U.	17
Activo Intangible	272

Asimismo, durante el ejercicio 2014 se reconocieron dotaciones netas por deterioro correspondientes a Actividades Interrumpidas por importe de 14 millones de euros relativas a activos de distribución en Brasil que, de acuerdo a la CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios", se consideran, en una parte, activos intangibles.

Tal y como se indica en la Nota 5 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014, con fecha 23 de octubre de 2014 dichos activos fueron vendidos en el marco de la operación de desinversión del Negocio de ENDESA en Latinoamérica.

3/ La Nota 5 sobre Activo Intangible de las cuentas resumidas correspondientes al primer semestre de 2015 explica que, durante dicho período, ENDESA se ha acogido al proceso de intercambio establecido en el Reglamento UE no 389/2013 artículos 58-61 habiendo intercambiado 25 millones de toneladas de Emission Reduction Units (ERUs) y Certified Emission Reductions (CERs) por la misma cantidad de toneladas de European Union Allowances (EUAs). Con posterioridad a este intercambio, la memoria señala que se ha tomado el compromiso de vender estos EUAs en diciembre de 2015, al haberse formalizado su venta a través de un forward.

Como resultado de estas operaciones, se ha registrado un resultado positivo de 184 millones de euros en el epígrafe "Otros Ingresos de Explotación" del Estado del Resultado Consolidado a 30 de junio de 2015 por el reconocimiento del valor de los European Union Allowances (EUAs) obtenidos mediante el "swap" realizado y el valor en libros de los ERUs y CERs.

Los párrafos 45 a 47 de la NIC 38 Activos Intangibles describen el tratamiento contable de las permutas de activos intangibles no monetarios del siguiente modo:

"El coste de dicho activo intangible se medirá por su valor razonable, a menos que (a) la transacción de intercambio no tenga carácter comercial, o (b) no pueda medirse con fiabilidad el valor razonable del activo recibido ni el del activo entregado.

La entidad determinará si una permuta tiene carácter comercial, considerando en qué medida se espera que cambien los flujos de efectivo futuros como consecuencia de dicha transacción. Una permuta tendrá carácter comercial si:

- a) la configuración (riesgo, calendario e importe) de los flujos de efectivo del activo recibido difiere de la configuración de los flujos de efectivo del activo cedido; o***
- b) el valor específico para la entidad, de la parte de sus actividades afectadas por la permuta, se ve modificado como consecuencia del intercambio; y***
- c) la diferencia identificada en (a) o en (b) resulta significativa al compararla con el valor razonable de los activos intercambiados.***

Al determinar si una permuta tiene carácter comercial, el valor específico para la entidad de la parte de sus actividades afectada por la transacción, deberá tener en cuenta los flujos de efectivo después de impuestos. El resultado de estos análisis puede quedar claro sin necesidad de que la entidad deba realizar cálculos detallados.

En el párrafo 21, letra b), especifica que una condición para el reconocimiento de un activo intangible es que el coste de dicho activo pueda ser valorado con fiabilidad. El valor razonable de un activo intangible puede valorarse con fiabilidad si a) la variabilidad en el rango de las valoraciones del valor razonable no es significativa para ese activo, o b) las probabilidades de las diferentes estimaciones, dentro de ese rango, pueden ser evaluadas razonablemente y utilizadas en la valoración del valor razonable. Si una entidad es capaz de valorar de forma fiable los valores razonables del activo recibido o del activo entregado, se utilizará el valor razonable del activo entregado para valorar el coste a menos que se tenga una evidencia más clara del valor razonable del activo recibido."

A este respecto, deberán ampliar la siguiente información:

- 3.1 Aclaren si al elaborar los estados financieros correspondientes al primer semestre de 2015 han considerado que el referido proceso de intercambio de activos intangibles tiene carácter comercial, justificando su respuesta considerando lo descrito por el párrafo 46 de la NIC 38.**

RESPUESTA

La Directiva 2009/29/EC del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, contempla el sistema de gestión durante la Fase III (2013-2020) del Régimen Comunitario para el Comercio de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero sobre Certified Emission Reductions (CERs) obtenidos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), y sobre Emission Reduction Units (ERUs) obtenidos de los Proyectos de Aplicación Conjunta (AP) contemplados durante la Fase II (2008-2012) para la consecución de los objetivos del Protocolo de Kioto.

En la medida en que los Certified Emission Reductions (CERs) y los Emission Reduction Units (ERUs) no se hubiesen agotado durante la Fase II, se podrá solicitar el intercambio de éstos por European Union Allowances (EUAs) válidos para su utilización durante la Fase III, sin coste de transacción alguno, y conforme a los siguientes límites:

- Hasta el 31 de marzo de 2015 para el intercambio de Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) emitidos hasta 2012 en relación con la reducción de emisiones llevadas a cabo durante la Fase II.
- Hasta el 31 de diciembre de 2020 para el intercambio de Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) emitidos a partir de 2012 en relación con la reducción de emisiones llevadas a cabo durante la Fase II y la Fase III, pero derivados de proyectos inscritos durante la Fase II.
- Hasta el 31 de diciembre de 2020 para el intercambio de Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) emitidos a partir de 2012 en relación con reducción de emisiones llevadas a cabo durante la Fase III, derivados de proyectos inscritos durante la Fase II y llevados a cabo en países en desarrollo o con los que se tenga un acuerdo internacional relacionado con el cambio climático.

Concretamente, el proceso de intercambio aparece detallado en el Reglamento de Registros, en sus artículos 59 a 61. De conformidad con el artículo 60 del Reglamento de Registros, un titular de instalación podrá solicitar el intercambio de un crédito internacional (Certified Emission Reductions (CER) o Emission Reduction Units (ERU)) por un derecho de emisión general de conformidad con el artículo 11 bis, apartado 2, de la Directiva 2003/87/CE hasta el 31 de marzo de 2015, y de conformidad con el artículo 11 bis, apartados 3 y 4, de dicha Directiva hasta el 31 de diciembre de 2020.

Es decir, únicamente podrán intercambiarse por derechos de emisión aquellos créditos internacionales que sean admisibles en el European Union Emission Trading Scheme (EU ETS). Después del 31 de marzo de 2015, todas aquellas unidades con periodo de compromiso original igual a 1 (unidades expedidas en relación a reducciones de emisiones producidas en el primer período de compromiso del Protocolo de Kioto) dejarán de ser admisibles en el European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) por lo que no podrán utilizarse en intercambios. A partir del 1 de abril de 2015 su estatus será "no admisible".

En virtud de lo expuesto anteriormente, durante el primer trimestre de 2015 ENDESA efectuó el proceso de intercambio establecido en dicho Reglamento e intercambió Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) por la misma cantidad de European Union Allowances (EUAs).

Conforme a lo estipulado en la NIC 38 "Activos Intangibles", en su párrafo 46, en los Estados Financieros Consolidados Resumidos Intermedios correspondientes al período semestral terminado a 30 de junio de 2015 se ha determinado que la transacción de intercambio tiene naturaleza comercial atendiendo a las siguientes consideraciones:

- (a) *la configuración (riesgo, calendario e importe) de los flujos de efectivo del activo recibido difiere de la configuración de los flujos de efectivo del activo cedido; o*

A pesar de la equivalencia cuantitativa de los instrumentos intercambiados, es decir, un Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) equivale a un European Union Allowances (EUAs), y, en ambos casos, se dispone del derecho a emitir gases contaminantes equivalentes a una tonelada de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), estos instrumentos presentan características diferentes:

- **Riesgo:** La tenencia de Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) está sujeta a restricciones dado que su período de validez es más limitado que el de los European Union Allowances (EUAs), debiendo ser utilizados para el cumplimiento de las obligaciones de emisión antes de determinadas fechas. En el caso de los European Union Allowances (EUAs), pueden ser utilizados tras la finalización de la Fase III.
 - **Calendario:** Transcurridas las fechas establecidas por la normativa para la tenencia y utilización de los Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs), el exceso de unidades no intercambiadas deja de ser admisible, de modo que pierde íntegramente su valor.
 - **Importe:** El importe de los flujos de efectivo después de impuestos después de la transacción de intercambio diferirá de los que se hubiesen obtenido sin realizar la misma, ya que la diferente cotización de los Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) en relación a los European Union Allowances (EUAs) influirá en la valoración de estos activos y en el efectivo a obtener o entregar por su realización.
- (b) *el valor específico para la entidad, de la parte de sus actividades afectadas por la permuta, se ve modificado como consecuencia del intercambio; y*

Como consecuencia del intercambio, y teniendo en consideración los argumentos indicados en el punto a), el valor de los activos afectados por la permuta se ve modificado.

- (c) *la diferencia identificada en (a) o en (b) resulta significativa al compararla con el valor razonable de los activos intercambiados.*

Las diferencias identificadas en los puntos (a) o en (b) son significativas teniendo en consideración el valor razonable de los activos intercambiados, determinados a partir de su valor de cotización en mercados organizados.

En consecuencia, por todo lo expuesto anteriormente, se concluyó que la operación de intercambio tenía sustancia comercial.

3.2 Describan la metodología seguida para obtener la valoración de los European Union Allowances (EUAs) obtenidos mediante el "swap" realizado, y que ha supuesto un incremento respecto al valor en libros de los ERUs y CERs entregados de 184 millones de euros.

En caso de que se haya tomado como referencia para la operación el valor razonable de los EUAs, deberán explicar los motivos por los cuales consideran que el valor razonable del activo recibido representa una evidencia más clara que el valor razonable del activo entregado.

RESPUESTA

La NIC 38 "Activos Intangibles", en su párrafo 45, indica que el coste de un activo intangible en una permuta de activos se medirá por su valor razonable a menos que la transacción de intercambio no tenga carácter comercial o no pueda medirse con fiabilidad el valor razonable del activo recibido ni el del activo entregado.

El párrafo 47 de la NIC 38 "Activos Intangibles" indica que *"si la entidad es capaz de medir de forma fiable los valores razonables del activo recibido o del activo entregado, se utilizará el valor razonable del activo entregado para valorar el coste del activo recibido a menos que se tenga una evidencia más clara del valor razonable del activo recibido"*.

A efectos de determinar el valor razonable a utilizar en la operación de permuta se consideró que, en la fecha de materialización de la misma, el precio de cotización de los European Union Allowances (EUAs), esto es, del activo recibido, representaba una evidencia más clara que el valor razonable del activo entregado (Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs)).

Dicha conclusión se apoyó en los siguientes aspectos de la NIIF 13 "Medición del Valor Razonable":

- El párrafo 18 de la NIIF 13 "Medición del Valor Razonable" establece que *"si existe un mercado principal para el activo o pasivo, la medición del valor razonable representará el precio en ese mercado (si ese precio es observable directamente o estimado utilizando otra técnica de valoración), incluso si el precio en un mercado diferente es potencialmente más ventajoso en la fecha de la medición"*. A tal efecto, en las fechas de materialización de la transacción existe un mercado principal con precios cotizados para ambos bienes, entregado y recibido, al cual se hubiera podido acceder. Concretamente, el precio de cotización de los Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) era igual a 0,03 euros/CER/ERU, mientras que el precio de cotización de los European Union Allowances (EUAs) oscilaba entre 6,93 euros/EUA y 7,09 euros/EUA.
- El párrafo 22 de la mencionada Norma señala que *"una entidad medirá el valor razonable de un activo o un pasivo utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico"*. En este sentido, se estima que la cotización de los Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) en la fecha de la transacción no refleja el mejor interés económico de un participante del mercado, ya que dicha cotización está condicionada por las restricciones impuestas por la normativa al uso temporal de estos activos así como por la proximidad de su fecha de validez como tales (véase Apartado 3.1).
- Por el contrario, la cotización de los European Union Allowances (EUAs) en esa misma fecha refleja adecuadamente, en línea con lo expuesto en el párrafo 27 de la Norma relativo a su aplicación para activos no financieros, la capacidad del participante del mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso.
- A mayor abundamiento, y conforme a las premisas estipuladas en el párrafo 28 de la NIIF 13 "Medición del Valor Razonable" en relación a los activos no financieros, el precio de cotización del European Union Allowances (EUAs) refleja el máximo y mejor uso del activo teniendo en cuenta que, a partir del 1 de abril de 2015, no es físicamente factible, ni legalmente permisible, ni financieramente factible la utilización de los Certified Emission Reduction

(CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) objeto de la permuta ya que, conforme a la normativa comunitaria, su estatus es de "no admisible" (véase Apartado 3.1).

Derivado de lo anterior y en aplicación de lo establecido en la NIIF 13 "Medición del Valor Razonable", párrafos 16 a) y 24, para determinar el valor razonable del bien recibido se ha considerado el precio de cotización en el mercado principal, es decir, en el mercado con el mayor volumen y nivel de actividad para el activo, utilizando los precios de cotización directamente observables en dicho mercado, basándose en el máximo y mejor uso del activo y teniendo en consideración el precio que se recibiría en una transacción de venta en el momento del intercambio. Concretamente, la metodología utilizada para la determinación del valor razonable del bien recibido (European Union Allowances (EUAs)) se ha basado en los precios de cotización en el mercado "ICE", considerado el mercado más líquido europeo, y fueron extraídos a través de la plataforma "bloomberg".

En base a ello, y atendiendo también a las consideraciones expuestas en el Apartado 3.1, se concluyó que la operación de intercambio tenía sustancia comercial y podía medirse por su valor razonable constituyendo el valor razonable del activo recibido (European Union Allowances (EUAs)) la evidencia más clara de valoración en la operación de permuta.

A tal efecto, en la fecha de materialización de la operación de intercambio, el activo recibido (European Union Allowances (EUAs)) se valoró por su valor razonable, obtenido de la cotización en su mercado principal, lo que supuso un incremento respecto al valor en libros de los Certified Emission Reduction (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) entregados.

3.3 Expliquen por qué han considerado que el resultado positivo de 184 millones de euros debe formar parte del epígrafe "Otros ingresos de Explotación" del Estado del Resultado Consolidado a 30 de junio de 2015, en lugar de figurar dentro de la partida "Resultado en Ventas de Activos", teniendo en cuenta lo descrito por el párrafo 113 de la NIC 38.

RESPUESTA

Conforme a lo descrito en el Apartado 3.2, en la fecha de materialización de la operación de intercambio, el activo recibido (European Union Allowances (EUAs)) se valoró por su valor razonable, habiéndose generado un resultado positivo que se registró en el epígrafe "Otros Ingresos de Explotación" del Estado del Resultado Consolidado.

En el párrafo 56 de los Fundamentos para la Conclusión de la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros", el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) destaca que, en relación a los Resultados de las Actividades de Operación, el importe revelado deber ser "*representativo de actividades que normalmente estarían consideradas "de operación". En opinión del Consejo, podría inducir a error y deterioraría la comparabilidad de los Estados Financieros si partidas con naturaleza de operación fueran excluidas de los resultados de actividades de operación, incluso si así hubiera sido la práctica del sector.*" Asimismo, se indica que el hecho de que una transacción se produzca de forma irregular o infrecuente, o su importe no resultase usual, no supone que la misma deba ser excluida del Resultado de Actividades de Operación.

ENDESA tiene como objeto social el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales así como la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, y las transacciones relacionadas con derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) forman parte del ciclo de explotación del negocio de las

sociedades generadoras del Grupo y son realizadas de modo regular considerándose, por tanto, actividades de carácter ordinario.

Por ello, el resultado positivo ha sido clasificado en el epígrafe "Otros Ingresos de Explotación" del Estado del Resultado Consolidado del período semestral terminado a 30 de junio de 2015.

3.4 Indiquen cuál es el tratamiento contable aplicado al compromiso de venta de los EUAs desde la fecha de su formalización hasta el cierre del primer semestre de 2015, señalando los epígrafes del Estado de Situación Financiera y el Estado del Resultado Consolidado afectados, cuantificando, en su caso, los importes recogidos en el resultado del período por su contratación y/o valoración posterior.

RESPUESTA

En el párrafo 5 de la NIC 39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición" se indica que *"esta Norma se aplicará a aquellos contratos de compra o venta de partidas no financieras que puedan liquidarse por el importe neto, en efectivo o en otro instrumento financiero, o mediante el intercambio de instrumentos financieros, como si los contratos fuesen instrumentos financieros, con la excepción de los contratos que se celebraron y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar una partida no financiera, de acuerdo con las compras, ventas o requerimientos de utilización esperados por la entidad."*

Asimismo, en el párrafo 6 de la mencionada Norma se indica que *"existen diversas formas mediante las que un contrato de compra o de venta de partidas no financieras puede liquidarse por el importe neto, en efectivo o en otro instrumento financiero, o mediante el intercambio de instrumentos financieros. Entre ellas se incluyen:*

- (a) *Cuando las cláusulas del contrato permitan a cualquiera de las partes liquidar por el importe neto, en efectivo o en otro instrumento financiero o mediante el intercambio de instrumentos financieros;*
- (b) *Cuando la capacidad para liquidar por el importe neto, en efectivo u otro instrumento financiero o mediante el intercambio de instrumentos financieros, no esté explícitamente recogida en las cláusulas del contrato, pero la entidad liquide habitualmente contratos similares por el importe neto, en efectivo u otro instrumento financiero o mediante el intercambio de instrumentos financieros (ya sea con la contraparte, mediante acuerdos de compensación o mediante la venta del contrato antes de su ejercicio o caducidad del plazo);*
- (c) *Cuando, para contratos similares, la entidad exija habitualmente la entrega del subyacente y lo venda en un corto período de tiempo, con el objetivo de generar ganancias por las fluctuaciones del precio a corto plazo o un margen de intermediación; y*
- (d) *Cuando el elemento no financiero objeto del contrato sea fácilmente convertible en efectivo.*

Un contrato al que le sean de aplicación los apartados (b) o (c), no se celebra con el objetivo de recibir o entregar el elemento no financiero, de acuerdo con las compras, ventas o necesidades de utilización esperadas por la entidad y, en consecuencia, estará dentro del alcance de la Norma. Los demás contratos, a los que sea de aplicación el párrafo 5, se evaluarán para determinar si han sido



celebrados o se mantienen con el objetivo de recibir o entregar una partida no financiera de acuerdo con las compras, ventas o necesidades de utilización esperadas por la entidad y si, por ello, están dentro del alcance de esta Norma.”

En base a lo indicado en los párrafos anteriores de la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”, el contrato de venta forward sobre los European Union Allowances (EUAs) permutados se ha registrado como un instrumento financiero derivado en el epígrafe “Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes” del Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de junio de 2015 cuyo valor razonable, a esa fecha, ascendía a un millón de euros siendo su contrapartida el epígrafe “Otros Aprovechamientos Variables y Servicios” del Estado del Resultado Consolidado correspondiente al período de seis meses terminado a 30 de junio de 2015.