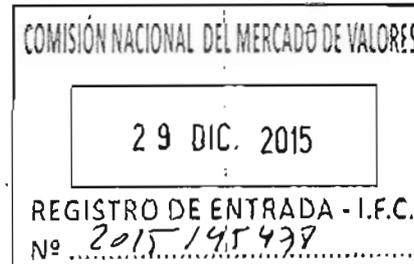


COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES
Dirección General de Mercados
Edilson, 4
28006 MADRID



Madrid, 28 de Diciembre de 2015

Muy señores nuestros,

En relación con su requerimiento de fecha 25 de noviembre de 2015, les respondemos a las cuestiones que plantean.

1.1 Justifiquen el registro de las concesiones de Brasil bajo el método CINIIF12: modelo activo financiero. En este punto deberán ampliar la explicación de, entre otras, las razones por las que Grupo Elecnor no asume el riesgo de demanda y se cumplen los requisitos del párrafo 16 de la CINIIF12 para considerar que existe un derecho incondicional a recibir efectivo.

Tal como se indica en la nota 3.J de las cuentas anuales consolidadas, el Grupo Elecnor considera que los elementos correspondientes a las concesiones administrativas que mantiene no pueden ser reconocidos como inmovilizado material, dado que los contratos no otorgan al mismo el derecho a usarlos, sino que le da acceso a los mismos para proporcionar un servicio público en nombre de la concedente.

En este sentido el Grupo analiza en función de las características de los contratos si éstos se encuentran en el alcance de la CINIIF 12 Contratos de Concesión de Servicios.

En los contratos de concesión incluidos en el alcance de la CINIIF 12, los servicios de construcción y de prestación de servicios se reconocen siguiendo la política contable de ingresos ordinarios. En este sentido los contratos de construcción o mejora de la Infraestructura se registran de conformidad con la política contable aplicable a los mismos y los servicios de mantenimiento y explotación se reconocen siguiendo lo dispuesto en la política contable de prestación de servicios.

La contraprestación recibida por el Grupo se reconoce por el valor razonable del servicio prestado, como un activo financiero o intangible en función de las cláusulas de los contratos.

El Grupo reconoce la contraprestación recibida por los contratos de construcción como un activo financiero, sólo en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

En este sentido:

- Las concesiones de transmisión de Brasil en las que participa Grupo Elecnor se regulan en el respectivo Contrato de Concesión firmado entre la Concesionaria de Transmissao (la Concesionaria) y la Agencia Nacional De Energia Eléctrica (ANEEL).
- El Contrato de Concesión regula la obligación, por parte de la Concesionaria, de construir unas Infraestructuras y operarlas por un plazo de 30 años. A modo de contrapartida se establece el derecho incondicional de recibir efectivo por la Concesionaria, mediante la fijación de una remuneración cierta y cuantificada, Receita Anual Permitida (RAP), que percibirá el concesionario durante el período de operación de las Infraestructuras.

- La RAP se actualiza periódicamente para recoger el efecto de ciertas variables económicas, inflación principalmente.
- La responsabilidad de la Concesionaria se limita a mantener la infraestructura disponible para su uso, no afectando a su remuneración si se usa o no.
- Existe un protocolo de penalidades aplicadas por ANEEL para eventos de indisponibilidad de la Infraestructura por causa imputable a la Concesionaria pero éstas están limitadas a un importe máximo del 2% de la RAP de los 12 últimos meses, en otras palabras, el 98% de la RAP se cobra en cualquier caso.

1.2 Indiquen y, en su caso, cuantifiquen si a cierre del 2013, 2014 y 30 de junio de 2015 existían activos financieros a corto plazo por estas concesiones registradas bajo la CINIF12-modelo activo financiero.

Al 31 de diciembre de 2013, 2014 y a 30 de junio de 2015 el importe de activos financieros a corto plazo por las concesiones registradas bajo la CINIF12 asciende a 6.558 miles de euros, 14.039 miles de euros y 10.200 miles de euros, respectivamente.

1.3 Señalen si han finalizado la fase de construcción, indicando en qué fecha y, en su caso, cuando han comenzado las prestaciones de servicios de operación y mantenimiento. Expliquen cómo realizan, en su caso, el análisis de recuperabilidad del activo financiero de las concesiones y describan, en su caso, las garantías de las que dispongan sobre los flujos a recibir por estas concesiones y como las valoran a estos efectos.

A continuación se detalla el momento de finalización de la fase de construcción para cada proyecto de concesiones:

Concesiones	Fecha fin construcción
Vila do Conde Transmissora de Energia, S.A.	Mayo 2006
LT Triangulo, S.A.	Noviembre 2008
Pedras Transmissora de Energia, S.A.	Enero 2010
Coqueiros Transmissora de Energia, S.A.	Diciembre 2010
Encruzo Novo Transmissora de Energia, Ltda.	Julio 2012
Linha de Transmissao Corumba, Ltda.	Septiembre 2013
Caiua Transmissora de Energia, S.A.	Mayo 2014
Integração Maranhense Transmissora de Energia, S.A.	Diciembre 2014

En relación a la concesión Cantareira Transmissora de Energia, S.A. el proyecto se encuentra en fase de construcción y se espera que entre en operación en el ejercicio 2018.

El análisis de recuperabilidad del activo financiero se realiza primero verificando si existen indicios de deterioro, dado que se hace seguimiento de la rentabilidad de todos los proyectos de inversión, y en el caso de que existiesen se realiza una estimación de los flujos futuros descontados al tipo de interés original.

El Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) tiene la responsabilidad de coordinar los cobros y pagos del sistema e indica mensualmente a la Concesionaria las sociedades que deberán pagarle: generadoras, grandes consumidoras y transmisoras conectadas al sistema. Estas sociedades han depositado, previamente a su conexión al sistema, un aval que se ejecutará en caso de impago, siendo inmediatamente desconectadas del sistema y repartiéndose en ese momento la obligación de pago entre el resto de usuarios del sistema. De este modo la concesionaria tiene el cobro garantizado por el sistema eléctrico nacional, riesgo mucho mejor valorado que el del Gobierno al no existir una contraparte que pudiera hacer presión negociadora. Adicionalmente, el peso económico de los costos de transmisión sobre la totalidad del sector es muy pequeño y ante la amenaza de perder la conexión al sistema nadie deja de pagar estas facturas.

1.4 Desglosen: (I) el importe facturado a cierre de 2014 y a 30 junio 2015; (II) si existen saldos vencidos y no deteriorados; y (III) el calendario esperado de cobros del saldo no corriente a cierre 2013, 2014 y 30 de junio 2015.

i) El importe facturado a 31 de diciembre de 2014 y a 30 junio 2015 asciende a 70.910 miles de euros y 41.207 miles de euros, respectivamente.

ii) Confirmamos que no existen saldos vencidos no deteriorados a 31 de diciembre de 2014 y a 30 de junio de 2015.

iii) A continuación detallamos el calendario esperado de cobros correspondiente al saldo no corriente a 31 de diciembre de 2013, 2014 y 30 de junio de 2015:

	Miles de Euros
31 de diciembre de 2013	
2015	1.200
2016	2.591
2017	2.894
2018	4.226
y siguientes	510.190
31 de diciembre de 2014	
2016	2.617
2017	2.923
2018	4.268
2019	7.730
y siguientes	558.595
30 de junio de 2015	
2016	2.413
2017	2.695
2018	3.934
2019	7.126
y siguientes	520.935

2.1 al 2.5 Explicación sobre los comentarios incluidos en el Informe de gestión sobre el impacto en la cuenta de resultados vinculado al retraso y los menores ritmos de avance en la ejecución de proyectos singulares.

En el informe de gestión incluido en las cuentas anuales del ejercicio 2014, nos referimos fundamentalmente al retraso en la formalización de contratos, y por tanto al comienzo de los proyectos derivados de los mismos, lo cual hace que se retrase el volumen de negocio con respecto al inicialmente previsto. Por otro lado, el margen que se estima para reconocer los ingresos derivados de los diferentes proyectos, tienen en cuenta posibles retrasos y otro tipo de contingencias que son habituales en estos negocios, por lo tanto, dichos factores ya han sido tomados en consideración en los estados financieros consolidados, reconociendo por anticipado las pérdidas previsibles de aquellos contratos que resulten onerosos para el Grupo. En el informe de gestión hacemos referencia a que estaba previsto recuperar esos retrasos bien por la firma y comienzo de ejecución de algunos contratos, así como por la recuperación del ritmo de ejecución de aquellos proyectos que estaban siendo afectados por retrasos derivados problemas en la formalización de servidumbre de paso, etc.

Por tanto consideramos que no es necesario desglosar penalizaciones, reclamaciones o contratos onerosos, en cuanto que no son significativos.

Les confirmamos que del saldo de "deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" un importe de 114.978 miles de euros, 105.958 miles de euros y 162.377 miles de euros a 30 de junio de 2015, a 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, respectivamente, corresponden a "obra ejecutada pendiente de facturar". Adicionalmente, les confirmamos que del importe de obra ejecutada pendiente de facturar a 31 de diciembre de 2014 ha sido facturada a fecha de este requerimiento un importe aproximado de 100 millones de euros.

El descenso en el importe de las partidas "facturación anticipada" y "anticipos de clientes" en los últimos ejercicios, se corresponde principalmente con el cambio en las condiciones de los nuevos contratos formalizados por el Grupo que implican una menor recepción de anticipos a la formalización de los contratos.

3.1 Revelen para cada dependiente con participaciones no dominantes significativas (al menos "Subgrupo Celeo Redes", "Eoliennes de L'Erable" y "Enerfin Enervento"), información financiera resumida sobre los activos, los pasivos, el resultado del ejercicio y los flujos de efectivo de las sociedades o subgrupos en los que existen participaciones no dominantes significativas. Adicionalmente, desglosen la naturaleza y alcance de cualesquiera restricciones significativas sobre su capacidad para acceder a los activos o utilizarlos y para liquidar sus pasivos, en su caso, la naturaleza de los derechos de protección de las participaciones no dominantes, y el importe en libros para los activos y pasivos a los que se aplican esas restricciones (NIIF12.13).

	Miles de Euros		
	Subgrupo Celeo Redes	Eoliennes de L'Erable	Enerfin Enervento
Activo corriente	85.215	10.467	31.081
Activo no corriente	835.444	242.746	148.388
Pasivo corriente	74.027	20.668	51.209
Pasivo no corriente	352.409	163.263	49.997
Ingresos ordinarios	25.535	2.578	26.249
Resultado ejercicio	39.744	-2.647	-2.553
Resultado global total	43.122	-2.647	-2.832
Flujo de efectivo	3.858	8.120	1.485

La información detallada sobre los flujos de efectivo de cada una de las sociedades dependientes anteriores se muestra en el Anexo I.

El Grupo Elecnor ha llegado a acuerdos con socios financieros para que adquieran participaciones en varias de sus sociedades filiales, los cuales no van a intervenir en la gestión del negocio, siendo en su mayoría gestores de planes de pensiones, y les confirmamos que en esos acuerdos no se incluyen restricciones respecto a la capacidad del Grupo Elecnor para acceder a los activos, utilizarlos y liquidar los pasivos.

3.2 y 3.3 En relación con las sociedades, Dioxipe Solar y Arles Solar Termoeléctrica, cuantifiquen el importe de la deuda financiera para la que se han producido incumplimientos a cierre de 2014, describan la naturaleza de estos incumplimientos, si estas compañías han recibido comunicación de resolución anticipada de los préstamos, detallen el estado de las negociaciones con entidades de crédito y si han llegado a algún acuerdo a la fecha de respuesta a este requerimiento.

Adicionalmente, expliquen el impacto de estos incumplimientos en las obligaciones asumidas por parte de Elecnor, indicando si ha supuesto o puede dar lugar en el futuro a una salida de efectivo o de otros recursos y en que fechas.

Hay que señalar que, los incumplimientos solo se han producido en la Sociedad Aries Solar Termoeléctrica, por lo que no hacemos mención a Dioxipe Solar.

En la época de la negociación de los acuerdos de financiación, las plantas todavía no estaban construidas y debían cumplir una serie de requisitos para acceder al registro que les otorgaba el derecho a entrar en el régimen primado (RAIPRE), el cual es esencial para la viabilidad financiera de los proyectos.

Dado que el cumplimiento de este requisito imprescindible no estaba dentro de la actividad de los bancos financiadores (cumplir el calendario de construcción, permisos, licencias y autorizaciones...), estos negociaron que en caso de no alcanzarse este hito, los socios, entre ellos Grupo Elecnor, deberían responder ante desviaciones sobre el caso base hasta el límite del repago total de la deuda.

En este sentido es importante destacar que las plantas están en el régimen primado y esa garantía ya no es de aplicación, de tal modo que una eventual resolución anticipada de la deuda financiera no obligaría a una salida de efectivo de los socios.

Por otra parte, a causa de los cambios regulatorios en el mercado de las energías renovables en España, Aries Solar Termoeléctrica no cumplió el Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda requerido en los convenios financieros, siendo su deuda pendiente de pago a 31 de diciembre de 2014 de 487.157 miles de euros. No obstante, los bancos no han exigido la resolución anticipada del contrato de crédito y, tras las negociaciones mantenidas con los mismos, se ha llegado a un acuerdo de reestructuración de la deuda, firmado con fecha 13 de mayo de 2015.

El acuerdo de reestructuración recoge el compromiso de amortizar anticipadamente un total de 31 millones de Euros en un plazo de 5 años, de acuerdo al siguiente calendario (importe acumulado en cada ejercicio):

Ejercicio	Miles de Euros
2015	2.500
2016	8.180
2017	14.880
2018	22.320
2019	31.000

Los socios son responsables mancomunados entre sí del cumplimiento de esta obligación, lo que pudiere suponer aportaciones de caja en caso de resultar insuficientes los flujos del proyecto.

No obstante lo anterior, el próximo 31 de diciembre de 2015 se va a materializar una amortización acelerada por un importe de 10 millones de euros, lo cual aleja la perspectiva de necesidades de aportación de caja.

3.4 Para todas las inversiones contabilizadas por el método de participación, revelen los compromisos que tengan en relación con sus negocios conjuntos, desglosándolos del resto de compromisos y detallen los pasivos contingentes generados en relación con su participación en negocios conjuntos o entidades asociadas.

Les confirmamos que, salvo lo comentado en el punto anterior, no hay compromisos del Grupo relacionados con los negocios conjuntos.

3.5 Desglosen, en su caso, la naturaleza y alcance de cualesquiera restricciones significativas impuestas sobre la capacidad de los negocios conjuntos o asociadas para transferir fondos a la entidad en forma de dividendos en efectivo, o reembolsar préstamos o anticipos realizados por la entidad.

Las sociedades en las que participa Grupo Elecnor tienen los siguientes condicionantes para transferir fondos en forma de dividendos o efectivo:

- Cumplimiento de la regulación vigente de cada país donde opera: dotación de cuentas de reserva indisponibles, retenciones a ingresar en la hacienda respectiva...
- Cuando existe financiación bajo la modalidad project finance (no aplica a todas las filiales) se exige a la sociedad de proyecto específico, para realizar distribuciones a sus socios, que esté al día en sus obligaciones tales como tener dotada una cuenta reserva para el servicio de la deuda, y que el cociente entre el flujo de caja generado en el ejercicio y el servicio de la deuda de ese mismo periodo supere un ratio predefinido, el cual suele oscilar entre 1,10x y 1,30x, dependiendo del convenio.

4.1 Indiquen, por tipo de activo eólico, el importe en libros de las instalaciones técnicas y maquinaria cuya vida útil ha sido modificada y su vida útil media restante.

Detallamos a continuación para cada sociedad con activos eólicos, la información requerida:

Sociedad	Miles de euros			Vida útil restante
	Valor contable (bruto)	Amortización Acumulada	Valor neto contable	
Eólicas Páramo de Poza, S.A.	74.722	-42.849	31.873	12
Aerogeneradores del Sur, S.A.	57.766	-32.793	24.972	10
Galicia Vento, S.L.	134.909	-75.096	59.813	10
Total al 31 de diciembre de 2014	267.397	-150.739	116.658	

4.2 Detallen los factores que, de acuerdo al estudio técnico interno, justifican este incremento de la vida útil y circunstancias que han variado respecto al 27 de febrero de 2014 (la fecha de formulación fue 19 de febrero de 2014), fecha de formulación de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

El Grupo, tras varios años con los parques eólicos en funcionamiento, y dado que no existe una experiencia en el mercado suficientemente contrastada, ha realizado un análisis interno sobre la vida útil de los mismos, para verificar si la vida útil estimada en el origen seguía siendo razonable. Esos análisis han incluido un examen técnico de los principales componentes del parque (aerogenerador, convertidor y red de evacuación).

Tras estos análisis, se ha llegado a la conclusión de que los parques eólicos incluidos en las sociedades Aerogeneradores del Sur, S.A., Galicia Vento, S.L. y Eólicas Paramo de Poza, S.A. tienen una vida útil estimada de 5 años más de los previstos inicialmente, siempre que se mantengan las condiciones actuales de mantenimiento.

4.3 Señalen si disponen de un informe de experto independiente que ratifique las conclusiones del estudio interno indicando, en su caso, su fecha, principales conclusiones y restricciones si las tuviere.

El Grupo no ha solicitado un informe de experto independiente, dado que no lo considera necesario al tener equipos internos expertos en el sector que tienen la capacidad suficiente para realizar este tipo de estudios.

5.1 Aclarar si en el test de deterioro llevado a cabo en el ejercicio 2014 sobre las instalaciones eólicas situadas en España han tenido en cuenta la desaparición de cualquier remuneración adicional al precio de mercado a partir del vigésimo año desde la entrada en explotación.

En el test de deterioro realizado por el Grupo se han considerado como ingresos a percibir los precios de venta de energía empleados por el Ministerio así como la retribución específica por MW asignada a cada proyecto para aquellos proyectos que tengan derecho a percibir dicha retribución para los primeros 20 años.

En los años posteriores se ha utilizado el precio pool empleado por el Ministerio actualizado por la inflación.

5.2 Justifiquen de manera razonada porque consideran que pueden emplear un periodo superior a los cinco años señalados en la NIC 38.134(d)(iii). En concreto, detallen como han estimado el precio de venta de la electricidad para los próximos 25 años que han empleado para obtener los flujos de efectivos futuros de los parques eólicos en España, así como los gastos operativos.

Dado que hay una retribución específica durante 20 años, se ha utilizado el periodo de vida útil del bien.

En relación al precio de venta de la electricidad estimado por el Grupo, en aquellos parques eólicos que hubieran asignada una retribución específica por Megawatio se han empleado las tarifas publicadas en la Orden Ministerial IET/1045/2014. En los parques eólicos restantes se ha empleado un precio pool de 47,65 €/MWh en 2015, actualizable en adelante por una inflación del 0,9%.

Adicionalmente, en relación a la estimación de los gastos operativos, el Grupo ha estimado los mismos en base a los O&M según contratos indexado al IPC del 0,9%.

5.3 Justifiquen que la tasa de descuento sea después de impuestos cuando NIC 36.55 establece que deben ser antes de impuestos, y manifiesten si los flujos de efectivo proyectados son también netos de impuestos.

Se utiliza la tasa después de impuestos debido a que en este tipo de proyectos el componente fiscal es muy significativo y variable fundamental a la hora de tomar la decisión de invertir.

En ambos tests, se han empleado flujos netos de impuestos.

5.4 Indiquen si alguna de las hipótesis y estimaciones realizadas por los Administradores de la Sociedad Dominante, en las que se basa el test de deterioro de activos llevado a cabo en 2014, difiere de los valores contemplados en el mencionado Real Decreto y la Orden que la desarrolla.

En caso afirmativo, expliquen los motivos por los cuales sus estimaciones se separan de la mencionada orden, y aporten una cuantificación del impacto que conllevaría que no existiera ninguna diferencia.

Ninguna de las hipótesis y estimaciones realizadas por los Administradores de la Sociedad Dominante en las que se basa el test de deterioro de activos llevado a cabo en 2014 difiere de los valores contemplados en el mencionado Real Decreto y la Orden que la desarrolla.

5.5. Aporten información adicional sobre cómo han tenido en cuenta en el análisis de deterioro del fondo de comercio el incumplimiento de ciertas variables (entre otros, las determinadas en función de los resultados del subgrupo Delmos del 2009 al 2013) por las que dieron de baja este pasivo por contraprestación contingente. Revelen las hipótesis clave y un análisis de sensibilidad por cambios razonablemente posibles en dichas hipótesis.

La prestación contingente estaba condicionada al logro de unos resultados que llevaran implícitos unos crecimientos que hablan de ser conseguidos en un plazo temporal limitado a 5 años. Dado que por la forma de cálculo de dicha contraprestación contingente, el resultado de ese quinto año era determinante para su logro, el deterioro del activo no

estaba relacionado directamente con el pago o no del pasivo. En este sentido no se desprende ningún ajuste de los cálculos realizados en el análisis de deterioro, en los que se han utilizado crecimientos para estas sociedades no superiores al 5% para un plazo de 5 años, aplicando una tasa de descuento del 8,5% después de la consideración impositiva y estimando un crecimiento perpetuo del 2%. Hay que señalar que en estas proyecciones no se ha contemplado operaciones como la cerrada en julio de este ejercicio por la cual se enajenan activos inducidos por esta actividad.

Una variación del +/- 5% en las hipótesis clave no desprende deterioro alguno.

6.1 Indiquen si han considerado durante 2014 y primer semestre de 2015 que existen indicios de deterioro del resto de parques eólicos y líneas de transmisión de energía eléctrica recogidas en el Inmovilizado material (excluido España) y, en su caso, si han realizado el correspondiente test de deterioro detallando su resultado y las hipótesis clave asumidas.

El Grupo Elecnor realiza análisis de la rentabilidad de sus proyectos de inversión tal y como se indica anteriormente, independientemente de que existan indicios de deterioro. Las hipótesis consideradas para llevar a cabo dicho análisis en los proyectos ubicados en el extranjero son:

Parques eólicos

De cara a realizar los test de deterioro correspondientes, las proyecciones de venta realizadas por el Grupo Elecnor se basan en los precios de venta actualizables según contratos firmados con las Utilities de los respectivos países y según sus correspondientes inflaciones. Se contempla la producción media histórica para cada parque eólico; en caso de no existir un histórico de 5 años (periodo eólico razonable), se completa el histórico, hasta los 5 años, con la producción del informe de viento del experto independiente de las entidades financiadoras. Las tasas de descuento aplicadas son del 10% en Canadá y, superiores al 10,25% en Brasil.

Líneas de transmisión

Los activos de transmisión participados por Grupo Elecnor en Chile cuentan con una regulación que le asegura, por el hecho de construirlos y mantenerlos operativos a disposición del sistema de Interconexión eléctrica, recibir una remuneración prefijada e indexada a tasas de inflación para los primeros veinte años. A partir del año veinte la remuneración pasará a calcularse sobre el valor de reposición de los activos y una rentabilidad del 10%, mientras los activos continúen siendo interesantes para el sistema de transmisión eléctrica. Inversiones adicionales requeridas para reforzar el sistema, contarán también con derechos de cobro por el valor de reposición y una rentabilidad del 10%.

En sus estimaciones el Grupo Elecnor considera estas líneas de transmisión con una vida de 60 años, acorde con la industria de la transmisión eléctrica.

7.1 Aporten información adicional sobre la naturaleza de las deudas clasificadas como financiación sin recurso, en concreto indiquen si tienen algún tipo de garantía o compromiso por parte de la matriz u otra entidad del grupo, distinta de la garantía de sobre los flujos del activo que financia.

A continuación detallamos las garantías o compromisos por parte de la matriz u otra entidad del grupo en determinados Project finance:

CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA, S.A.

Elecnor es responsable de un aval por importe de 3,1 millones de BRL para garantizar el correcto funcionamiento del proyecto. Responde adicionalmente ante eventuales incrementos en los presupuestos contemplados en el Plan de Negocio del proyecto. Este aval se anula totalmente tras un año de pago del servicio de la deuda cumpliendo RCSD, previendo se concrete en 2016.

INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA, S.A.

Elecnor es responsable de un aval por importe de 5,4 millones de BRL para garantizar el correcto funcionamiento del proyecto. Responde adicionalmente ante eventuales incrementos en los presupuestos contemplados en el Plan de Negocio del proyecto. Este aval se anula totalmente tras un año de pago del servicio de la deuda cumpliendo RCSD, previendo se concrete en 2016.

ALTO JAHUEL TRANSMISORA DE ENERGÍA, S.A.

Hasta la entrada en operación comercial del primer circuito de Alto Jahuel, Elecnor responde por los sobrecostos que pudieran originarse por ciertos eventos regulados en contrato, limitado al reembolso de la financiación. En este sentido es importante destacar que a la fecha ya se ha cumplido este hilo por lo que esta garantía ya no está vigente.

SIBERIA SOLAR, S.L.U.

Los cambios en la tarifa derivados de las modificaciones o derogaciones del Real Decreto 1578/2008, 6/2009 o 1614/2010, y aquellos que puedan acontecer desde el cierre financiero hasta el 17/11/2016 pueden suponer un recurso a Elecnor elaborando para ello un caso base recalculado que reequilibre la pérdida de ingresos.

7.2 al 7.5 Refinanciación de la deuda sindicada

Con fecha 21 de Julio de 2014 Elecnor firmó como acreditada un Contrato de financiación por importe máximo de 600.000.000 Euros con un conjunto de Entidades Acreditantes, en el que Banco de Santander es el Banco Agente (en adelante "Financiación sindicada 2014")

Este contrato de financiación supuso la refinanciación del Contrato de Financiación Sindicada firmado con fecha 19 de enero de 2012 (en adelante "Financiación sindicada 2012")

La Financiación sindicada 2014 se planteó financieramente como una operación que puede subdividirse en dos, una idéntica a la parte pendiente de la Financiación Sindicada 2012 y otra adicional, que representaría "dinero nuevo". La disposición del tramo préstamo se realizó el día 21/07/2014, coincidiendo con la fecha de amortización establecida en el calendario del Financiación Sindicada 2012.

Se demuestra cuantitativamente que la Financiación Sindicada 2012 y la Financiación Sindicada 2014 son instrumentos de deuda que no tienen condiciones sustancialmente diferentes, ya que el Valor Actual de sus flujos de efectivo es prácticamente igual (variación =-0.05%)

Riesgo de Interés

Por las Finanzaciones Sindicadas, Elecnor está sujeta a riesgo de interés, entendido como el riesgo de que las variaciones futuras en el tipo de interés Euribor provocarían un flujo de efectivo no cuantificable, ni en el momento de firma del Contrato, ni durante la vigencia del Contrato.

Estrategia relativa a la gestión del riesgo de interés identificado

El Tramo A dispone de un calendario de amortización conocido, por lo que es posible la cobertura del riesgo de interés (entendido como la variación del Euribor y no como el riesgo de variación del margen aplicable) mediante la contratación de swaps de tipos de interés.

El objetivo de Elecnor es eliminar en la mayor medida posible el riesgo de interés de la totalidad del Tramo A de la Financiación Sindicada.

La Estrategia aplicada es la siguiente:

Contratar swaps de tipo de interés por un importe nominal igual al nominal del tramo A de la financiación, de forma que los intereses variables cobrados por esos contratos swaps sumen lo mismo que los intereses variables pagados por el Tramo A del contrato de financiación, quedando un pago neto igual al tipo fijo de los contratos swaps, entendiendo que el pago de intereses total por este tramo A deberá incluir, además, el diferencial a pagar en cada momento.

Para que la cobertura cumpla el objetivo en la mayor medida posible se decidió que los calendarios de los contratos swaps repliquen de forma exacta los calendarios de la financiación.

Para minimizar el pago de intereses se decide la contratación de swaps del tipo "IRS" con liquidaciones semestrales y swaps del tipo "basis swaps" con liquidaciones mensuales, de forma que el tipo fijo resultante a pagar está compuesto por el tipo fijo de los IRS minorado con la bonificación entre los tipos variables a 6 meses y a un mes del basis swap.

Contratos asignados a los sindicados

Elecnor, S.A. contrató cobertura de tipos de interés, del tipo IRS, en el año 2012 con el fin de cubrir el riesgo de interés del Financiación Sindicada de fecha enero 2012.

Estos contratos tienen un calendario coincidente con el de la Financiación sindicada 2014, y un nominal no superior al nominal de la Financiación sindicada 2014. Por lo tanto, fue eficiente, la asignación de estos swaps a la cobertura del riesgo de la Financiación Sindicada 2014. Para la cobertura completa fue suficiente contratar los IRS por el nominal adicional no cubierto.

Del mismo modo, Elecnor, S.A. tiene un contrato del tipo basis swap asignado a cubrir el riesgo de interés del Financiación sindicada 2012. Este contrato tiene un calendario coincidente con el de la Financiación sindicada 2014, y un nominal superior al nominal de la Financiación sindicada 2014. Por lo tanto, será eficiente, la asignación de este Contrato a la cobertura de la Financiación Sindicada 2014.

Contratos firmados en 2012 que se asignan a la cobertura de la financiación sindicada 2014:

- Contrato IRS con Barclays Bank PLC firmado con fecha 26 de enero de 2012
- Contrato IRS con Banco Santander, S.A. firmado con fecha 26 de enero de 2012
- Contrato IRS con Caixabank firmado con fecha 26 de enero de 2012
- Contrato IRS con Banesto firmado con fecha 26 de enero de 2012
- Contrato IRS con Bankia, S.A. firmado con fecha 26 de enero de 2012

Contrato Basis con Barclays Bank PLC firmado con fecha 13 de abril de 2012.

El importe acumulado en "ajustes en patrimonio por valoración" a fecha de la refinanciación, 30 de junio de 2014, ascendía a 3.209 miles de euros de pérdidas.

A continuación detallamos el calendario de vencimiento de los nominales de los IRS contratados en 2012 y en 2014:

		Miles de Euros					
Fecha inicio	Fecha fin	IRS 2012 (nocionales)	IRS 2014 (nocionales)	Total IRS	Calendario financiación sindicada 2012	Calendario financiación sindicada 2014	Total Calendario financiación sindicada
21/07/2014	19/01/2015	168.000	132.000	300.000	168.000	132.000	300.000
19/01/2015	20/07/2015	135.000	165.000	300.000	135.000	165.000	300.000
20/07/2015	19/01/2016	100.000	200.000	300.000	100.000	200.000	300.000
19/01/2016	19/07/2016	65.000	220.000	285.000	65.000	220.000	285.000
19/07/2016	19/01/2017	30.000	240.000	270.000	30.000	240.000	270.000
19/01/2017	19/07/2017	-	255.000	255.000	-	255.000	255.000
19/07/2017	19/01/2018	-	225.000	225.000	-	225.000	225.000
19/01/2018	19/07/2018	-	195.000	195.000	-	195.000	195.000
19/07/2018	21/01/2019	-	145.000	145.000	-	145.000	145.000
21/01/2019	19/07/2019	-	95.000	95.000	-	95.000	95.000

Se han realizado las pruebas de eficiencia de las coberturas del cuadro adjunto, concluyendo que cumple con todos los requisitos.

8.1 Amplíen la descripción sobre los eventos y circunstancias que les han llevado a la reversión de la pérdida por deterioro del valor en CCI, en concreto, justifiquen el incremento de los ingresos de las concesiones de los 30 años establecidos en ejercicios anteriores hasta los 60 años "como consecuencia de la estimación por parte de la sociedad de que una vez entregados los bienes vinculados al servicio con la extinción de la concesión podrán seguir obteniendo ingresos de la explotación y mantenimiento" e indiquen si el plazo de sus concesiones se ha prorrogado más allá de los 30 años y, en su caso, por cuantos años.

La reversión de la pérdida por deterioro se produjo por diversas circunstancias que mejoran las estimaciones de flujos futuros, entre las que destacamos la reinversión de los excedentes de caja en nuevos proyectos de inversión formalizados que no estaban previstos en las estimaciones originales.

Otra circunstancia, pero de menor impacto, es el paso de 30 a 60 años en las estimaciones de ingresos de las concesiones. Este incremento se ve justificado dado que se ha podido comprobar que habiendo vencido concesiones de transmisión estas han sido renovadas, a opción del concesionario, con un ajuste en los ingresos anuales, el cual estimamos superior al 60%, pasando a mantener la infraestructura por otros 30 años. Hasta ahora no se podía estimar estos incrementos, dado que el esquema concesional de Brasil no contaba con precedentes de concesiones que hubieran llegado al final de su vida regulatoria hasta fechas muy recientes. En este sentido, dado que nuestras concesiones son recientes, no se ha formalizado todavía ninguna extensión de plazo.

En todo caso, dada la naturaleza de estas extensiones, donde el concesionario ya sólo presta servicios de operación y mantenimiento, esta extensión no supone variación alguna en la valoración del inmovilizado financiero de cada sociedad de proyecto, y les confirmamos que aunque no hubiésemos estimado este incremento de los ingresos, la reversión del deterioro se hubiese producido igualmente.

8.2 Incluyan una descripción de las hipótesis clave sobre las que se han basado las proyecciones de flujos de efectivo y cómo se han determinado sus valores en 2014 y 2013, entre otros, detallen la tasa o tasas de descuento utilizadas en las estimaciones actuales y en las efectuadas anteriormente y la tasa de crecimiento de ingresos considerada en 2014 y 2013.

Dado que tal como hemos comentado en el punto anterior, en las proyecciones no se incluyen estimaciones sobre la inversión en nuevos proyectos no formalizados, los ingresos no se consideran una hipótesis clave al ser bastante fijos, dado que las variables que más les afectan son la inflación y el tipo de cambio, cuyos impactos se compensan.

De esta forma, la hipótesis clave se considera la tasa de descuento para ambos ejercicios, que para los activos de Brasil ha sido el 10,25%, y para Chile el 9,00%.

8.3 Indiquen si en 2014 han realizado una nueva estimación de los flujos, que generarán las participaciones de CCI en plantas termosolares, explicando el impacto que ha tenido en la recuperabilidad de su participación en CCI.

A fecha de cierre del ejercicio 2013 ya se conocía la regulación que aplicaría a las plantas termosolares por lo que dicho esquema fue incluido en los modelos financieros. En 2014 se actualizaron los modelos financieros resultando que no se producían sesgos sobre las valoraciones efectuadas en el cierre de 2013 careciendo por lo tanto de impacto en la recuperabilidad de la participación en CCI por este concepto.

9.1 Amplíen la explicación de la partida "otros ajustes" de 11.409 miles € que figura solo en la conciliación del gasto por impuesto sobre las ganancias del ejercicio 2013, respecto a la que indican que incorpora principalmente "el impuesto a abonar en concepto de impuestos de sociedades con la Hacienda Pública de Venezuela y correspondiente a ajustes fiscales por inflación".

Consecuencia del cobro en Elecnor, S.A. (España) del anticipo correspondiente a la obra local del Proyecto de Güiría, se genera una deuda de Elecnor, S.A. (España) con la sucursal de Elecnor en Venezuela, encargada de la ejecución de los trabajos correspondientes a dicha obra local. Esta cuenta a cobrar que tiene la sucursal, supone un incremento de la base imponible en Venezuela en lo que corresponde al pago de impuestos por la reexpresión del patrimonio en relación a la inflación. Por tanto el pago de estos impuestos derivados exclusivamente de un cobro realizado en España está considerado como diferencia permanente en las cuentas anuales de la Sociedad.

Este hecho supone un importe de unos 11 millones de euros aproximadamente, correspondientes a una tasa del 34% y a una inflación de un 60% aproximadamente.

9.2 Para cada grupo fiscal o entidad significativas, detallen: (I) el importe de las bases imponibles negativas activadas y no activadas pendientes de compensar, así como los plazos en los que se pueden compensar; y (II) el importe de otros activos y de los pasivos por impuestos diferidos.

A 31 de diciembre de 2014 los créditos fiscales por Bases imponible negativas activadas así como los activos y pasivos por impuestos diferidos de las entidades/grupos fiscales más significativos se detallan a continuación:

	Miles de Euros		
	Créditos fiscales	Activo por impuesto diferido	Pasivo por impuesto diferido
ELECNOR SA	1.265	20.365	3.814
ATERSA	4.152	5.511	0
TRANSMISSAO	0	8.887	22.434
ENERFIN SDAD.DE ENERGIA,S.A.	0	5.821	12.074
ADHORNA	2.385	2.385	0
AUDECA	0	0	5.176
P.E.VILLANUEVA	0	5.260	78
ELECNOR FINANCIERA	499	2.186	4.124
ALTO JAHUEL	1.306	3.654	0
VENTOS DO SUL	2.221	2.221	6.996
	11.828	56.290	54.696

Al 31 de diciembre de 2014 la fecha de validez de los créditos fiscales mencionados anteriormente, es como sigue:

Créditos fiscales	Año de validez
140	2.024
2.909	2.027
1.526	2.029
201	2.030
1.550	2.031
1.176	2.032
4.325	sin vencimiento
11.828	

Al 31 de diciembre de 2014 el detalle de las bases imponibles negativas en miles de euros no activadas de las entidades/grupos fiscales más significativos así como su fecha de validez, es como sigue:

	Bases imponibles negativas pendientes de compensar no activadas	Año de validez
ATERSA	8.261	2.031
ELECNOR ARGENTINA	3.088	2.019
ELECNOR INC	16.522	sin vencimiento
	27.871	

9.3 Señalen, en el caso de que dichos grupos fiscales o entidades con créditos fiscales u otros activos por impuestos diferidos hayan experimentado pérdidas recientes, que período han usado para evaluar su recuperación y en qué plazo está previsto que se produzca.

Grupo ELECNOR procede al reconocimiento de activos por impuestos diferidos siempre y cuando espere disponer de suficientes ganancias fiscales futuras contra las que poder hacerlos efectivos.

De esta forma en la única sociedad que tienen créditos fiscales activados significativos con pérdidas continuadas es Atersa, que como se observa en los cuadros anteriores, en el momento que se observó que las pérdidas eran continuadas se dejaron de activar. Tras los análisis de recuperabilidad realizados, les confirmamos que el plazo previsto de recuperación es de aproximadamente 8 años.

10.1 En el Estado de Flujos de Efectivo consolidado a cierre de 2014 figuran "cobros por la enajenación de empresas del grupo, asociadas y entidades controladas conjuntamente" de 275 millones €, y por otro lado, en la nota 13 de la memoria consolidada, relativa al Patrimonio neto de la Sociedad Dominante, señalan que el importe agregado por la venta del 49% Celeo Redes, S.L.U., del 49% de Eoliennes de L'Erable Sec y del 10% de Ventos do Sul Energía, S.A. asciende a 297 millones €. Indiquen, en su caso, el importe pendiente de cobro de cada una de estas transacciones de venta y el plazo en el que estiman que van a cobrarlo.

El importe de 297 millones de euros correspondiente a las ventas de las participaciones en Celeo Redes, Eoliennes de L'Erable Sec y Ventos do Sul Energía, ha sido cobrado en su totalidad. El importe que figura en el estado de flujos de 275 millones incluye, por error, inversiones en inmovilizado material y activos financieros. Por tanto les confirmamos que en todo caso el importe de los flujos netos de efectivo de las actividades de inversión es correcto.

10.2 Respecto a las participaciones del 55% en Dioxipe Solar, S.L. y Aries Solar Termoelectrica, S.L. mencionadas en la nota 7 del Informe financiero semestral del primer semestre de 2015 y nota 10 de la memoria consolidada del ejercicio 2014, relativa a Inversiones contabilizadas por el método de la participación, y los saldos y transacciones con ambas desglosadas en la nota 26 de la memoria consolidada, Indiquen:

i) Con relación a los test de deterioro realizados a cierre de 2014, indiquen si alguna de las hipótesis y estimaciones realizadas por los Administradores, difiere de los valores contemplados en la Orden IET/1 045/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En caso afirmativo, expliquen los motivos y cuantifiquen el impacto que tendría si no existiera diferencia alguna con los valores de la Orden.

Todas las hipótesis y estimaciones realizadas por los Administradores en relación a los test de deterioro de las participaciones en las Sociedad Dioxipe Solar, S.L. y Aries Solar Termoelectrica, S.L., recogen los valores contemplados en la Orden IET/1045/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

ii) Cuantifiquen a 30 de junio de 2015: (a) el importe en libros de estas inversiones contabilizadas por el método de la participación; y (b) su resultado del ejercicio, otro resultado global y resultado global total.

A continuación se detalla el importe en libros de estas inversiones a 30 de junio de 2015, así como su resultado del ejercicio, otro resultado global y resultado global total:

	Miles de Euros	
	Dioxipe Solar, S.L.	Aries Solar Termoelectrica, S.L.
a) Importe en libros de la participación	0	45.861
b) Resultado del ejercicio (*)	(6.061)	(10.554)
Otros resultado global (*)	4.802	9.630
Resultado global total (*)	(1.259)	(924)

(*) El resultado del ejercicio, otro resultado global y resultado global total se corresponde con datos de cada sociedad individual a 30 de junio de 2015, antes de integrarlas por el método de la participación.

III) Sobre el saldo de 45,4 millones de euros de "deudores comerciales-empresas vinculadas" detallado en la nota 26 de la memoria consolidada revelen: el importe vencido, un análisis de la antigüedad del importe en mora pero no deteriorado, y, en su caso, el importe deteriorado (NIJF7.37). Describan, en su caso, el análisis de recuperabilidad realizado sobre esta cuenta a cobrar.

El saldo de 45,4 millones de euros de "deudores comerciales-empresas vinculadas" detallado en la nota 26 de la memoria consolidada corresponde principalmente a deuda pendiente de cobro de las sociedades Dioxipe Solar, S.L. y Aries Solar Termoelectrica, S.L.

El saldo pendiente de cobro de la Sociedad Dioxipe Solar, S.L. al 31 de diciembre de 2014 por importe de 7.052 miles de euros, se corresponde con facturas de O&M, estando vencidos 4.540 miles de euros. El saldo al 30 de junio de 2015 asciende a 5.028 miles de euros, que se corresponde con facturas de O&M, del cual está vencido 575 miles de euros.

El saldo pendiente de cobro de Aries Solar Termoelectrica, S.L. al 31 diciembre de 2014 por importe de 33.855 miles de euros, se corresponde con el contrato de construcción de las plantas por importe de 30.055 miles de euros y, un importe de 3.801 miles de euros con facturas de O&M, estando vencidos 33.259 miles de euros. El saldo al 30 de junio de 2015 asciende a 2.032 miles de euros, que se corresponde con facturas de O&M, del cual no existen importes vencidos.

10.3 Aporten un detalle de la partida "otros gastos de explotación" de 320.622 miles de euros de la cuenta de resultados, identificando la naturaleza de sus componentes.

A continuación informamos sobre el desglose del epígrafe de "otros gastos de explotación":

Naturaleza	Miles de Euros
Servicios exteriores	282.079
Tributos	35.636
Otros gastos de gestión	2.907
	320.622

10.4 Revelen para cada país extranjero que sea significativo: (I) los Ingresos ordinarios procedentes de clientes externos; y (II) los activos no corrientes que no sean Instrumentos financieros y activos por Impuestos diferidos. Revelen también las bases de atribución a los distintos países de los Ingresos ordinarios procedentes de clientes externos.

A continuación detallamos para los países más significativos los ingresos ordinarios procedentes de clientes externos y, los activos no corrientes que no sean instrumentos financieros, correspondientes al 31 de diciembre de 2014.

País	Miles de euros
España	794.539
Brasil	284.537
Angola	107.996
EEUU	92.344
Otros	444.312
	1.723.728

País	Miles de Euros		
	Inmovilizado intangible	Fondo de Comercio	Inmovilizado material
Canadá	0	0	240.835
Brasil	0	0	403.103
Chile	0	0	181.988
Portugal	0	4.385	427
Reino Unido	0	5.690	313
EEUU	0	0	10.416
Nacional	63.223	20.693	345.802
Resto	2.148	1.618	25.265
	65.371	32.386	1.208.149

10.5 Expliquen con mayor detalle los motivos por los cuales no han considerado las áreas geográficas significativas en las que opera la entidad en el exterior como segmentos sobre los que deba informarse separadamente teniendo en cuenta lo establecido en la NIIF 5 y NIIF 8.11 a 19.

El Grupo Elecnor, aunque ya en los últimos ejercicios estableció una estructura societaria y directiva por sectores de actividad, hasta este ejercicio no ha dispuesto de la información de gestión suficiente para incluir la Información de gestión con las garantías suficientes. En este sentido, el Grupo ha venido tomando sus decisiones de inversión diferenciando claramente la parte exterior de la nacional, pero sin diferenciar en su organización las áreas geográficas dentro de exterior. Por ello y siguiendo el enfoque de dirección establecido en la NIIF 8, se da la información agregada.

A partir de este ejercicio, la Información por segmentos serán identificados en función de la actividad (negocio de infraestructuras y negocio patrimonial).

10.6 Expliquen la naturaleza de los nuevos indicios existentes durante el ejercicio 2013 que les llevaron a revertir 7,6 millones de euros de la provisión para garantías descrita en la nota 16 de la memoria consolidada.

La provisión cubría principalmente la alta probabilidad de que ciertos proveedores no cubriesen las garantías otorgadas en algunos módulos fotovoltaicos con defectos debido a la precaria situación económica de los mismos. En el 2013 se ha llegado a la conclusión definitiva de que los proveedores están sustituyendo todos los módulos defectuosos sin problemas.

10.7 Desglosen las diferencias de conversión acumuladas en patrimonio neto a cierre 2014 de (-130.540 miles de euros) y 2013 de (-158.794 miles de euros) por cada una de las monedas significativas y aporten información adicional para explicar su movimiento durante el ejercicio 2014.

Diferencias de conversión	Miles de Euros	
	2014	2013
Brasil	(91.185)	(140.060)
Venezuela	(33.100)	(7.566)
Argentina	(2.663)	(1.946)
Canadá	(6.259)	(9.560)
Chile	3.016	846
Otros	(349)	(508)
Total	(130.540)	(158.794)

El movimiento producido en las diferencias de conversión de Brasil se corresponde principalmente con la venta del 49% del subgrupo Celco Redes a APG.

El movimiento producido en las diferencias de conversión de Venezuela se debe principalmente a la utilización del tipo de cambio SICAD II a 31 de diciembre de 2014 y, CENCOEX a 31 de diciembre de 2013 en las sociedades venezolanas.

10.8 En la nota 2.d de la memoria consolidada afirman que el bolívar venezolano mantiene diferentes tipos de cambio oficiales y que “al cierre del ejercicio 2014 los Administradores han decidido utilizar el SICAD II, mientras que anteriormente utilizaban el CENCOEX (anteriormente CADIVI), lo cual ha supuesto un impacto negativo en la cuenta de resultados consolidada de 33 millones €, aproximadamente”. A este respecto expliquen las razones por las que a 30 de junio de 2015 no han considerado que el tipo de cambio SIMADI refleja mejor el valor de las transacciones realizadas conforme a la NIC 21 y cuantifiquen el impacto que de haberlo usado supondrá a 30 de junio de 2015.

Los Administradores del Grupo evalúan en cada cierre de ejercicio cual es el tipo de cambio a utilizar más apropiado. En todo caso, en opinión de los Administradores del Grupo Elecnor, el hecho de considerar el tipo de cambio SIMADI a 30 de junio de 2015 en vez del SICAD II no es significativo para dichos estados financieros.

Con respecto a la aplicación de SIMADI, dada la inestabilidad en las condiciones cambiarias del país el Grupo ha decidido esperar hasta final de ejercicio para aplicar el tipo de cambio SIMADI, en caso de que éste sea el cambio oficial que sea aplicable a este tipo de activos.

10.9 Revelen el tipo de capitalización utilizado para determinar el importe de los costes por intereses susceptibles de capitalización conforme a la NIC23.26 (b).

El tipo de capitalización utilizado por el Grupo es aproximadamente del 6%.

10.10. Detallen el impacto en resultados al 30 de septiembre de 2015 del acuerdo el 15 de julio de 2015 con la Canadiense Urthecast que incluye la venta de las dos sociedades titulares de los satélites de observación de la Tierra de Elecnor, Deimos-1 (Deimos Imaging, S.L.U.) y Deimos-2 (DOT Imaging, S.L.U.), así como otra serie de acuerdos accesorios, por un importe conjunto final de 76,4 millones de euros.

Del importe conjunto acordado con la canadiense Urthecast de 76,4 millones de euros, 71,2 millones de euros se corresponden con la enajenación de las participaciones que el Grupo mantenía en las sociedades Deimos Imaging, S.L.U. y DOT Imaging, S.L.U., propietarias de los satélites de observación de la tierra Deimos-1 y Deimos-2, respectivamente, correspondiendo los restantes 5,2 millones de euros a una serie de servicios accesorios que se han de prestar, fundamentalmente, desde la sociedad del Grupo Deimos Castilla La Mancha durante los próximos cinco años.

Esta operación implica una serie de compromisos y garantías que asume el Grupo Elecnor que a la fecha de este requerimiento están siendo analizados por las correspondientes áreas técnicas conocedoras del negocio espacial y de observación terrestre a través de sistemas ópticos, para cuantificar la salida de efectivo que pudiera suponer la materialización de estos riesgos y ponderar su probabilidad de ocurrencia.

En todo caso, en opinión de los Administradores del Grupo Elecnor, en ningún caso la materialización de los citados riesgos supondría que el impacto en la cuenta de resultados consolidada de todos los efectos directos e indirectos que componen esta operación fuera un resultado negativo de la misma.

Sin otro particular le saludamos,

/ ALFONSO MENDOZA

Joaquín Gómez de Olea Mendaro
Secretario del Consejo de Administración

CELEO REDES, S.L. y Sociedades Dependientes
que componen el Grupo CELEO REDES

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO 2014

(Miles de Euros)

	Ejercicio 2014
Flujos de efectivo de las actividades de explotación:	
Resultado consolidado del ejercicio antes de impuestos	56.269
Ajustes por-	
Amortizaciones y variaciones de provisiones de activos corrientes y no corrientes	182
Resultado neto de sociedades contabilizadas por el método de la participación	(2.016)
Ingresos y gastos financieros	(40.754)
Diferencias de cambio	(11.430)
Recursos procedentes de las operaciones	2.251
Variación de capital circulante:	
Variación de deudores comerciales y otros activos corrientes	(20.747)
Variación de existencias	(2.173)
Variación de acreedores comerciales y otros pasivos corrientes	(35.430)
Otros Flujos de efectivo de las actividades de explotación	
Pago de intereses	(24.785)
Cobro de intereses	59.170
Otros pagos	(4.332)
Impuesto sobre las ganancias pagados	(8.619)
Flujos netos de efectivo de / (utilizados en) actividades de explotación (I)	(34.665)
Flujos de efectivo por actividades de inversión:	
Otras Inversiones financieras no corrientes	(58.130)
Adquisición de activos fijos materiales	(32.052)
Cobros por enajenación de Inmovilizado material, intangibles y no corrientes	974
Flujos netos de efectivo de / (utilizados en) las actividades de inversión (II)	(89.208)
Flujos de efectivo por actividades de financiación:	
Entradas de efectivo por deuda financiera y otra deuda a largo plazo	153.092
Entradas de efectivo por deudas con empresas del grupo y asociadas	5
Reembolso de deuda financiera y otra deuda a largo plazo	(93.217)
Entradas de efectivo por ampliación de capital	67.851
Otras deudas	-
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación (III)	127.731
Incremento neto de efectivo y equivalentes al efectivo (I+II+III)	3.858
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	20.850
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	24.708

Anexo I

**ENERFÍN ENERVENTO, S.A. y Sociedades dependientes
que componen el Grupo Enerfin Enervento**

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO 2014
(Miles de Euros)

	Ejercicio 2014
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN (I)	23.751
Resultado del ejercicio antes de impuestos	(1.760)
Ajustes al resultado:	10.862
Amortizaciones y variaciones de provisiones de activos no corrientes	10.333
Resultado en sociedades integradas por el método de la participación	281
Otros ingresos y gastos	1
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	(1.501)
Gastos financieros	1.858
Ingresos financieros	(110)
Cambios en el capital corriente:	15.660
Deudores comerciales y otros activos corrientes	4.698
Existencias	2
Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes	5.114
Otros activos y pasivos no corrientes	5.846
Otros flujos de efectivo de explotación:	(1.011)
Impuesto sobre las ganancias pagado	(1.011)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (II)	5.633
Pagos por adquisición de activos intangibles y materiales	(32)
Pagos por desinversiones de activos intangibles y materiales	2
Cobros por desinversiones de inversiones financieras corrientes y no corrientes	3.658
Cobros por intereses y por liquidaciones de instrumentos financieros derivados	110
Cobros de dividendos y devolución de aportaciones	1.895
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (III)	(32.799)
Intereses pagados	(1.858)
Reembolso de deuda financiera y otra deuda a largo plazo	(24.941)
Pagos de dividendos	(6.000)
AUMENTO/DISMINUCIÓN NETA DEL EFECTIVO O EQUIVALENTES (I + II + III)	(3.415)
Efectivo por cambios en el perímetro de consolidación	1.485
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	25.475
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	23.545

Anexo I

**Éoliennes de l'Erable Commanditaire Inc
Consolidated Financial Statement**

Cash flows from
(expressed in Canadian dollars)

	(*)
	2014
	\$
Operating activities	
Net income for the year	3.088.619
Items not affecting cash	
Depreciation of wind power generating and distributing equipment	17.560.383
Amortization of electricity supply contract	85.701
Amortization of deferred government assistance	(166.591)
Amortization long term debt transaction costs	298.806
Accretion of provision	302.968
Gain on sale of equipment	-
Deferred income tax	1.680.708
	22.850.594
Changes in non-cash working capital related to operations	9.812.776
	32.663.370
Investing activities	
Construction of wind power generating and distributing equipment adjusted for changes in non-cash working capital related to investing activities	(8.227.295)
Proceeds from sale of equipment	-
Principal payments received from amortizing deposit note	-
	(8.227.295)
Financing activities	
Proceeds from partnership units issued to non-controlling interest	71.805.081
Return of capital to parent and non-controlling interest	(97.160.696)
Repayment of long-term debt	(7.373.028)
Government assistance	823.965
	(31.904.678)
Increase (decrease) in cash held in escrow	(7.468.603)
Cash and cash equivalents held in escrow - beginning of year	19.381.139
Cash and cash equivalents held in escrow - end of year	11.912.536

(*) Estado de flujos de efectivo expresado en moneda local