

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME RELATIVO A LA EJECUCIÓN DE LAS SENTENCIAS DEL TRIBUNAL SUPREMO QUE AFECTAN A LAS ÓRDENES MINISTERIALES IET/2442/2013, IET/107/2014 E IET/2444/2014 EN LO QUE SE REFIERE A HELIODORO CHAFER S.L.

Expediente nº: INF/DE/026/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo.

En Madrid, a 24 de marzo de 2020

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con la ejecución de sentencia del Tribunal Supremo contra la Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre, contra la Orden IET/107/2014, de 31 de enero y contra la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, en lo relativo a la empresa R1-306 HELIODORO CHAFER S.L, y en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA ha acordado emitir el siguiente informe:

1. Antecedentes

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico, estableció en su artículo 3.1 la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica desde el 1 de enero de 2013 hasta la entrada en vigor del propio Real Decreto-ley, 14 de julio, y en el anexo I la metodología de cálculo del segundo período retributivo en que quedó dividido dicho año. Igualmente, en su artículo 4.2 y en su anexo II se estableció la metodología de cálculo de la retribución a la actividad de distribución para los años posteriores a 2013 y hasta la entrada en vigor del siguiente período regulatorio, lo que finalmente afectó a los años 2014 y 2015.

En aplicación de la metodología establecida por el mencionado Real Decreto-ley 9/2013, la Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre, estableció las retribuciones

para el segundo período de 2013, y la Orden 107/2014, de 31 de enero, hizo lo propio con las correspondientes al año 2014.

El 27 de febrero de 2014, CIDE Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica interpuso recurso contencioso-administrativo contra ambas Órdenes, solicitando la nulidad del artículo 7 y el anexo IV de la Orden IET/2442/2013, y del artículo 3.2 y el anexo II de la Orden IET/107/2014, así como el reconocimiento de unas retribuciones para los distribuidores con menos de 100.000 clientes que tuvieran en cuenta el *factor α* propio de cada empresa

El *factor α* al que alude el recurso de CIDE es un parámetro que interviene en el cálculo de la retribución del segundo período de 2013 e, indirectamente, en las de 2014 y 2015. El anexo I del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, define este factor alfa de la siguiente forma: *“ α Es un coeficiente que refleja para cada una de las empresas de distribución, qué cantidad en base uno de retribución se destina a retribuir los costes de operación y mantenimiento y otros costes de distribución incurridos por las empresas, excepción hecha de los costes de naturaleza comercial. El valor de este parámetro se obtendrá tomando como base la información regulatoria de costes.”*

De conformidad con lo establecido en el segundo párrafo del artículo 4.1 del Real Decreto-ley 9/2013, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo efectuó el cálculo de las retribuciones del segundo período de 2013 conforme a lo establecido en el anexo I de dicho RDL. Para este cálculo, y sobre la base de lo dispuesto en el artículo 4.3, se utilizó el factor alfa medio del sector para los distribuidores con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

La Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección Tercera, del TRIBUNAL SUPREMO, en su Sentencia 129/2016 del 27 de enero, estimó en parte el recurso de CIDE *“...con anulación de la aplicación que efectúan el artículo 7 y el anexo IV de la Orden IET/2442/2013 del coeficiente α , en el cálculo de la retribución de las empresas de distribución con menos de 100.000 clientes, en los términos que se expresan en el Fundamento de Derecho Quinto de esta sentencia.”* Por su parte, en el Fundamento de Derecho Quinto se establece lo siguiente: *“...reconociendo el derecho de las empresas de distribución de menos de 100.000 clientes a percibir, en el segundo período de 2013 y 2014, una retribución que tenga en cuenta el coeficiente α propio de cada empresa que haya proporcionado información fidedigna a la Comisión Nacional de Energía, verificada por la actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y así lo solicite y acredite ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo,...”*

Por su parte, la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, estableció las retribuciones para el año 2015, aplicando la misma metodología que para 2014, e igualmente fue recurrida por CIDE con fecha 25 de febrero de 2015. Finalmente, el 2 de noviembre de 2016 se produce la sentencia 2338/2016 del Tribunal Supremo, que se expresa en los mismos términos que la anterior con respecto a las retribuciones de 2015.

Por último, el 9 de marzo de 2020, tuvo entrada en el Registro de la CNMC oficio de la DGPEM donde *“...se solicita a esa Comisión copia de la información que obraba en la extinta Comisión Nacional de Energía que, de acuerdo con la sentencia del Tribunal Supremo, hubiera sido aportada con anterioridad a aprobación de la Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre, y que, a juicio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resulte conforme con los criterios establecidos por el Tribunal Supremo.*

Asimismo, en el caso de haber aportado tal documentación, se solicita de esa Comisión, la propuesta de retribución para la empresa HELIODORO CHAFER S.L, para el segundo período del año 2013 y para los años 2014 y 2015.”

2. Problemática de los datos a utilizar para la aplicación de la Sentencia

Como ya se señaló anteriormente, para el cálculo de la retribución del segundo período de 2013 y de los años 2014 y 2015, las citadas Sentencias del Tribunal Supremo reconocen el derecho a que se tenga en cuenta *“...el coeficiente α propio de cada empresa que haya proporcionado información fidedigna a la Comisión Nacional de Energía...”*

Por otro lado, la información regulatoria requerida a las empresas distribuidoras para el cálculo de la retribución de 2013, es la que se solicitó en la Circular 1/2012, de 8 de marzo, de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que contiene los datos del año 2011 con los que se debe calcular la retribución del año 2013. En la Sede Electrónica de la CNE, en el procedimiento que regulaba la Circular 1/2012, se insertó la siguiente nota: *“En aplicación del último párrafo del punto Tercero de la Circular 1/2012, de 8 de marzo (B.O.E. de 20 de julio de 2012), para las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes conectados a sus redes se modifican los formularios de remisión de información y el método de recepción de la misma, de acuerdo a lo dispuesto en el procedimiento administrativo denominado [Calculo Retribución 2013](#).”*

De acuerdo con lo que se indicaba en el procedimiento mencionado, la empresa HELIODORO CHAFER S.L, al igual que el resto de empresas con menos de 100.000 clientes -salvo una de ellas-, remitió a la CNE un formulario excel con la información regulatoria requerida, que se adjunta como anexo al presente informe, referida a datos al 31 de diciembre de 2011 necesarios para calcular la retribución de 2013. Estas informaciones iban acompañadas de una auditoría o una declaración responsable de los administradores de la empresa (en función de la obligación de cada empresa).

La información recibida versaba fundamentalmente sobre las instalaciones eléctricas de cada empresa a 31 de diciembre de 2011, además de otros datos complementarios como número de clientes, potencias, energías, etc, y todo ello con el suficiente desglose para aplicar la metodología que hasta entonces se había usado. Además, como mera información complementaria que no se

esperaba utilizar, se incluyó una muy somera información contable: Balance y Cuenta de Resultados resumidos al mínimo desglose (ver anexo).

En principio, en el año 2013 comenzaba el segundo período regulatorio de los contemplados en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, que era el vigente en aquel momento. Dado que las retribuciones para 2013 establecidas en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, tenían el carácter de provisionales, la CNE, con fecha 6 de junio de 2013 y utilizando para ello los datos de la información regulatoria de la Circular 1/2012, elaboró el informe denominado PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE REFERENCIA PARA EL PERIODO REGULATORIO 2013-2016 DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES - APLICACIÓN AL EJERCICIO 2013

En este informe, y basándose en la información regulatoria proporcionada a la Comisión Nacional de Energía por cada empresa en el formulario Excel mencionado más arriba, la CNE realizó el cálculo de la retribución para 2013 de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, en función de tres posibles métodos a utilizar para ello, los denominados: Método del RAB implícito, Método del RAB explícito y Método Contable. Los costes operativos -operación y mantenimiento y otros costes-, que son los que determinan el coeficiente α al compararlos con la retribución, son los mismos tanto para el método del RAB explícito como para el del RAB implícito, y figuran en el anexo 6 de la mencionada PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE REFERENCIA. Sin embargo, aunque los datos contables disponibles para estos distribuidores eran absolutamente insuficientes por su escaso, o casi nulo, desglose (ver anexo), la CNE también incluyó un mero ejercicio teórico de la aplicación del método contable para estos distribuidores, entre otras razones por mantener la estructura del otro informe paralelo realizado para las distribuidoras con más de 100.000 clientes que, de estas sí, se disponía del suficiente desglose contable a nivel de tres dígitos, como para poder separar “...*los costes de operación y mantenimiento y otros costes de distribución...*” necesarios para calcular el factor alfa a partir de datos contables. En el anexo 11 de la mencionada PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE REFERENCIA figuran también los costes operativos de cada empresa, pero en este caso son los obtenidos por el método contable a partir de los escasos datos contables disponibles.

Lo primero que hace falta para aplicar las sentencias es determinar el coeficiente alfa individual para poder calcular la retribución del segundo período de 2013 aplicando la metodología del anexo I del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. A partir de aquí, con los resultados obtenidos en este nuevo cálculo y aplicando la metodología establecida en el anexo II del mencionado Real Decreto-ley, se obtendrán las nuevas retribuciones para los años 2014 y 2015. El problema que se plantea consiste en si se deben aplicar los costes operativos calculados con

el método del RAB explícito (anexo 6 de la PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE REFERENCIA), o los obtenidos aplicando el método contable (anexo 11).

3. Cálculos para la aplicación de la Sentencia

Para tratar de solucionar este problema debemos tener en cuenta que la Sentencia 129/2016 se expresa en los siguientes términos: “...reconociendo el derecho de las empresas de distribución de menos de 100.000 clientes a percibir, en el segundo período de 2013 y 2014, una retribución que tenga en cuenta el coeficiente α propio de cada empresa que haya proporcionado información fidedigna a la Comisión Nacional de Energía, verificada por la actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y así lo solicite y acredite ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo,...”

Con respecto a la *entrega* de la información por parte de HELIODORO CHAFER S.L, esta Sala verifica dicha entrega de información, que figura como anexo a este informe, ya que todas las empresas con menos de 100.000 clientes, salvo Millarensense de Electricidad S.A.U, remitieron a la extinta CNE la información requerida por la Circular 1/2012.

Pero respecto a si dicha información puede considerarse *fidedigna*, tal como indica la Sentencia, cabe distinguir entre la información contable y la información técnica de las instalaciones de distribución contenidas en los formularios Excel.

3.1 Información contable

La información contable de los formularios (ver anexo) no puede ser calificada de fidedigna a estos efectos, es decir para extraer de ella los costes operativos de cada empresa necesarios para calcular el factor α , debido a los siguientes motivos:

- 1) Las auditorías recibidas se centraban principalmente en los datos de las instalaciones ya que estos ocupaban la mayor parte del formulario y estaban bastante desglosados, en tanto que la información contable es absolutamente mínima y residual. Con respecto a los datos contables, la mayoría se limita a certificar que los reflejados en el formulario se corresponden con los de los registros de la empresa.
- 2) Dado el mínimo desglose de los datos contables, la PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE REFERENCIA se vio obligada a realizar aproximaciones y simplificaciones puestas de manifiesto en el propio informe. Así, hubo que tomar como costes operativos, los importes totales declarados bajo los tres epígrafes de Aprovisionamientos, Gastos de Personal y Otros Gastos de Explotación, incluidos dentro del grupo de GASTOS DE EXPLOTACIÓN. Es muy probable que, en muchos casos, dentro de estos epígrafes puedan figurar como gastos del ejercicio

algunos que en realidad sean de otra naturaleza, y que por lo tanto no serían costes operativos.

- 3) El propio informe de la CNE advertía sobre la dificultad de usar el método contable con los escasos datos disponibles, y señala literalmente lo siguiente: *“No obstante lo anterior, los análisis que se hagan con estos datos y los resultados que se puedan obtener con ellos deben ser tomados con mucha precaución y considerarlos como una mera aproximación a la realidad en el mejor de los casos”*, y a continuación enumera los motivos que apoyan esta prevención. Y en el punto dedicado a **“CONSIDERACIONES SOBRE LAS TRES METODOLOGÍAS”**, refiriéndose al método contable y a modo de resumen dice el propio informe: *“Por todo ello, si bien es cierto que en el caso de las grandes empresas distribuidoras el método contable ha podido servir como método de contraste, dada la fiabilidad de la información contable disponible, en el caso concreto de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes tanto su enorme heterogeneidad, el origen de un buen número de empresas de este colectivo –negocios familiares o unipersonales– no obligados a la llevanza de ningún tipo de contabilidad oficial hasta la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, la no obligación de separación de cuentas, los distintos criterios contables usados, así como la propia escasez de datos, hace que el análisis que se haga a partir de este método deba ser tomado con enorme cautela.”*

- 4) Esta falta de fiabilidad, a estos efectos, de los datos contables, se pone de manifiesto en el hecho de que un total de 67 empresas de las 326 que componen actualmente el colectivo, presentan un factor α superior a 1 usando el método contable. Esto quiere decir que sólo los gastos operativos son superiores a la totalidad de la retribución. Aunque en principio esto resulta absurdo, es un hecho que podría producirse en algún caso extremo, dado el distinto origen de la retribución reflejada en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, y los costes operativos calculados con la información de la Circular 1/2012. De hecho, al usar los costes operativos calculados con el método del RAB explícito, también hay 6 empresas con un factor α superior a 1. Pero el hecho de que haya 67 empresas en esta circunstancia al usar la información contable, demuestra a todas luces que esta información carece, en muchos casos, de la suficiente fiabilidad, y que dentro de las tres partidas sumadas como costes operativos deben existir gastos que no sean de explotación. Entre estas empresas hay algunas, sobre todo de propiedad municipal, que presentan un factor α superior a 2, a 3,... e incluso más, y con una cifra de ingresos en contabilidad muy superior a la de su retribución e incluso a la de su facturación. Esto hace pensar que, al igual que ocurre con los ingresos, las partidas de Gastos de Explotación incluyen también muchos que no lo son, al menos de la actividad de distribución.

- 5) El factor α medio de las grandes empresas distribuidoras, usado como media del sector, era de $\alpha = 0,35$. El factor α medio de este colectivo de empresas que se deriva del método contable alcanza el 0,60. Por mucho que el tamaño de estas empresas sea inferior al de las grandes, admitir que como promedio un 60% de sus costes son costes operativos en un sector de capital intensivo como es la distribución eléctrica, parece a todas luces una exageración.

3.2 Información técnica de instalaciones

Por el contrario, la información técnica de instalaciones, que utilizan los métodos del RAB implícito y explícito para calcular los costes operativos, puede ser calificada como *razonablemente fidedigna*, sin perjuicio de lo que pudiera resultar en algún caso de una posterior inspección, y ello por las siguientes razones:

- 1) Para el cálculo por los métodos del RAB explícito e implícito, la CNE disponía de todos los datos necesarios, debidamente auditados o con declaración responsable, con el suficiente detalle como para poder realizar un cálculo de la retribución de conformidad con las premisas de cada uno de los dos métodos.
- 2) A diferencia de los contables, a estos datos se les podía someter, y de hecho se les sometió, a diversos controles antes de proceder a su carga en la base de datos -entre ellos la comparación con los declarados en años anteriores- con objeto de evitar incongruencias y detectar errores, aumentando así su fiabilidad. Cuando no superaban estos controles se solicitaba su corrección o la pertinente explicación.
- 3) Algunos costes operativos tienen una parte fija, un coste mínimo, con independencia del tamaño de la empresa. Así por ejemplo, el factor α de HIDROCANTABRICO (hoy EDP) y de E.ON (hoy VIESGO), que son las dos empresas más pequeñas entre las grandes distribuidoras, era mayor que el de las otras tres grandes empresas. El factor α medio del colectivo de distribuidores con menos de 100.000 clientes derivado de la aplicación del método del RAB fue de $\alpha = 0,41$, bastante más razonable que el 0,60 derivado del método contable, y sensiblemente parecido al de las dos grandes empresas mencionadas.

Por otro lado, como consecuencia del recurso interpuesto por CIDE, el 20 de mayo de 2015 se recibió en esta CNMC un oficio de la Sala Tercera del Tribunal Supremo en el que se solicitaba *“...que indique el factor “ α ” medio de las empresas de menos de 100.000 clientes que resulta de la información incluida en la <<Propuesta de retribución de referencia para el período regulatorio 2013-2016 de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes aplicación al ejercicio 2013>>, aprobada por la CNE en su informe de 6 de junio de 2013”*.

En la contestación, la CNMC informaba de que “Los datos necesarios para su cálculo, contenidos en el Anexo 6 del mencionado informe de la extinta CNE de fecha 6 de junio de 2013, y referidos a la totalidad de las empresas distribuidoras del colectivo mencionado en el oficio, son las siguientes:...”. Y de estos datos se deducía que el factor α medio de estos distribuidores era de 0,412065. Es decir, que por todas las razones expuestas, en la contestación al Tribunal Supremo se usaron los datos del método del RAB y no los del método contable.

Por último, señalar que el método que finalmente estableció el Real Decreto-ley 9/2013 en su anexo I es precisamente el “Método del RAB implícito”, en el cual el factor alfa es el mismo que en el método del RAB explícito, por lo que resulta más acorde con el Real Decreto-ley usar el factor alfa que se deriva de la información regulatoria usada para calcular estos dos métodos, y no la usada para calcular el método contable.

En consecuencia, para calcular el factor α propio de HELIODORO CHAFER S.L en base a la información de la Circular 1/2012 *proporcionada a la CNE*, se usarán los datos más *fidedignos* contenidos en la misma, es decir los datos de las instalaciones a 31 de diciembre de 2011. Dichos datos se utilizaron para calcular la propuesta de retribución por el método del RAB explícito e implícito en la PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE REFERENCIA PARA EL PERIODO REGULADORIO 2013-2016 DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES - APLICACIÓN AL EJERCICIO 2013. En su anexo 6 figuran los costes operativos, que para HELIODORO CHAFER S.L. ascendían a 137.074 €, en tanto que su retribución provisional fijada en la Orden IET/221/2013 se elevaba a 347.467 €. Por lo tanto se deduce que su factor α propio era: $\alpha = 0,394495$

Las retribuciones del segundo período de 2013 y de los años 2014 y 2015 que actualmente tiene asignadas HELIODORO CHAFER S.L. al habersele aplicado en su momento el factor alfa medio del sector, así como aquellas que le corresponden por aplicación de las Sentencias del TRIBUNAL SUPREMO al utilizar el factor α propio son las siguientes:

		HELIODORO CHAFER S.L			
		RETRIBUCIONES (€)			
	Factor Alfa	Segundo período 2013	Total del Año 2013	Año 2014	Año 2015
Retribución actual (Factor α medio)	0,349576	139.863	324.545	311.623	305.598
Nueva Retribución (Factor α propio)	0,394495	141.109	325.791	313.380	307.616

4. Conclusiones

PRIMERA. Por las razones expuestas en el punto 3. *Cálculos para la aplicación de la Sentencia* del presente informe, se estima que los datos más *fidedignos* para calcular el factor α propio de HELIODORO CHAFER S.L. son los utilizados para calcular la PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE REFERENCIA PARA EL PERIODO REGULATORIO 2013-2016 DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES - APLICACIÓN AL EJERCICIO 2013, con los métodos del RAB implícito y explícito, y por lo tanto los costes operativos deben ser los que figuran en el anexo 6 de dicha PROPUESTA.

SEGUNDA. Al utilizar los datos de la conclusión PRIMERA, el factor α propio de HELIODORO CHAFER S.L. resulta ser: $\alpha = 0,394495$

TERCERA. Al aplicar el factor alfa de la conclusión SEGUNDA las retribuciones de esta empresa resultarían ser de **141.109 €** para el segundo período de 2013, de **313.380 €** para el año 2014, y de **307.616 €** para el año 2015.

Remítase el presente informe a la Dirección General de Política Energética y Minas

.

ANEXO

**INFORMACIÓN REGULATORIA REMITIDA POR HELIODORO CHAFER S.L. A LA COMISIÓN
NACIONAL DE ENERGÍA, EN CUMPLIMIENTO DE LO DISPUESTO EN LA CIRCULAR
1/2012, DE 8 DE MARZO**

DATOS IDENTIFICATIVOS DE LA EMPRESA

Código Reg. Distribuidores	R1-306			
Razón Social	HELIODORO CHAFER, S.L.			
Nombre y número de la vía pública	JAUME I 32			
C.Postal	46667	Población	Barxeta	
Provincia	València			
Teléfono de Contacto	686.964.078,00	E-mail	inmasenabre@telefonica.net	
Persona de Contacto	Inmaculada Senabre Chafer			

ENERGÍAS Y FACTURACIONES 2011

	Nº CLIENTES	POT. CONTR. BT (kW)	POT. CONTR. AT (kW)	ENERGÍA (KWh)	FACTURACIÓN (€)
ENERGÍA ENTREGADA A CONSUMIDORES FINALES	1.450	5.256	960	6.296.942	434.542,00
ENERGÍA ENTREGADA A OTROS DISTRIBUIDORES					
ENERGÍA RECIBIDA DE OTROS DISTRIBUIDORES				7.123.433	
ENERGÍA RECIBIDA DE RÉGIMEN ESPECIAL				50.571	

MUNICIPIOS EN LOS QUE DISTRIBUYE LA EMPRESA

	MUNICIPIO	PROVINCIA
1	Barxeta	València
2	Quatretonda	València
3	Simat De La Valldigna	València
4		

DATOS CONTABLES

BALANCE DE SITUACIÓN AL CIERRE DE 2011		CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS 2011	
			Enero a diciembre
ACTIVO NO CORRIENTE	229.496,34	INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	350.482,00
Inmovilizado intangible	6.223,88	Importe neto de la cifra de negocio	348.667,30
Amortización acumulada Inmovilizado intangible (en negativo)	-6.223,88	Otros ingresos de explotación	1.814,70
Inmovilizado material o tangible	620.292,34	GASTOS DE EXPLOTACIÓN (en negativo)	-232.902,70
Amortización acumulada Inmovilizado tangible (en negativo)	-392.816,70	Aprovisionamientos (en negativo)	-25.027,49
Inversiones financieras no corrientes	2.020,70	Gastos de personal (en negativo)	-87.962,17
ACTIVO CORRIENTE	625.824,83	Otros gastos de explotación (en negativo)	-119.913,04
TOTAL ACTIVO	855.321,17	Imputación subvenciones de inmovilizado f. (en positivo)	0,00
PATRIMONIO NETO	778.160,37	Otros resultados (con su signo)	0,00
A) FONDOS PROPIOS	778.160,37	RESULTADO BRUTO EXPLOTACION (con su signo)	117.579,30
B) AJUSTES POR CAMBIO DE VALOR (Con su signo)	0,00	Amortiz. Inmov. y variación prov. tráfico (con su signo)	-13.404,06
C) SUBVENCIONES, DONACIONES Y LEGADOS	0,00	RESULTADO NETO EXPLOTACION (con su signo)	104.175,24
PASIVO NO CORRIENTE	16.706,87	RESULTADOS FINANCIEROS (con su signo)	3.225,72
PASIVO CORRIENTE	60.453,93	RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (con su signo)	107.400,96
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	855.321,17	Impuestos (con su signo)	-26.978,11
		RESULTADO NETO DEL EJERCICIO (con su signo)	80.422,85

LÍNEAS PUESTAS EN SERVICIO ENTRE 1971 Y 2011

CIRCUITO SIMPLE																			
	Hasta 1kV			De 1 a 10,5kV		De 10,5 a 15,5 kV		De 15,5 a 22,5 kV		De 22,5 a 36 kV		De 36 a 50,5 kV		De 50,5 a 72,5 kV		De 72,5 a 145 kV		Más de 145 kV	
	Poste	Fachada	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.
kms.	27,7	10,9	6,4					13,8	1,5										
Año Puesta Servicio								1987	2003										
% Pagado por Terceros								38	27										

DOBLE CIRCUITO																			
	Hasta 1kV			De 1 a 10,5kV		De 10,5 a 15,5 kV		De 15,5 a 22,5 kV		De 22,5 a 36 kV		De 36 a 50,5 kV		De 50,5 a 72,5 kV		De 72,5 a 145 kV		Más de 145 kV	
	Poste	Fachada	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.
kms.	0,5		0,1					0,1											
Año Puesta Servicio								1993											
% Pagado por Terceros								100											

MÁS DE 2 CIRCUITOS																			
	Hasta 1kV			De 1 a 10,5kV		De 10,5 a 15,5 kV		De 15,5 a 22,5 kV		De 22,5 a 36 kV		De 36 a 50,5 kV		De 50,5 a 72,5 kV		De 72,5 a 145 kV		Más de 145 kV	
	Poste	Fachada	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.
kms.			0,1																
Año Puesta Servicio																			
% Pagado por Terceros																			

LÍNEAS PUESTAS EN SERVICIO ANTES DE 1971

	kms. DE LÍNEAS																		
	Hasta 1kV			De 1 a 10,5kV		De 10,5 a 15,5 kV		De 15,5 a 22,5 kV		De 22,5 a 36 kV		De 36 a 50,5 kV		De 50,5 a 72,5 kV		De 72,5 a 145 kV		Más de 145 kV	
	Poste	Fachada	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.	Aérea	Subt.
Circuito Simple	0,1		0,1						0,2										
Doble Circuito																			
Más de 2 Circuitos																			

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y TRANSFORMADORES EN RESERVA
Tensión del Primario (kV): 20

CTs PUESTA EN SERVICIO ENTRE 1971 Y 2011

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Intemperie								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs		6	3						
Año P. Servicio		1997	1997						
% Pagado por Terceros		67	67						

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Local								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs									
Año P. Servicio									
% Pagado por Terceros									

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Caseta								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs	1		4				4		
Año P. Servicio	2003		1999				2004		
% Pagado por Terceros	0		0				0		

CTs PUESTA EN SERVICIO ANTES DE 1971

Pot. Normalizadas (kVA)	Número de CTs								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Intemperie									
Local									
Caseta	1								

ELEMENTOS ADICIONALES DE CTs EN CASETA O LOCAL

Pot. Normalizadas (kVA)	Transformadores								Celdas de Líneas	
	25	50	100	160	250	400	630	800		1000
Número de Elementos										2
Año P. Servicio										2005
% Pagado por Terceros										0

TRANSFORMADORES EN RESERVA - Inventario a 31/12/2011

Pot. Normalizadas (kVA)	Número de CTs								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Intemperie									
Interior					2	1	1		

Tensión del Primario (kV):
CTs PUESTA EN SERVICIO ENTRE 1971 Y 2011

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Intemperie								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs									
Año P. Servicio									
% Pagado por Terceros									

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Local								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs									
Año P. Servicio									
% Pagado por Terceros									

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Caseta								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs									
Año P. Servicio									
% Pagado por Terceros									

CTs PUESTA EN SERVICIO ANTES DE 1971

Pot. Normalizadas (kVA)	Número de CTs								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Intemperie									
Local									
Caseta									

ELEMENTOS ADICIONALES DE CTs EN CASETA O LOCAL

Pot. Normalizadas (kVA)	Transformadores								Celdas de Líneas	
	25	50	100	160	250	400	630	800		1000
Número de Elementos										
Año P. Servicio										
% Pagado por Terceros										

TRANSFORMADORES EN RESERVA - Inventario a 31/12/2011

Pot. Normalizadas (kVA)	Número de CTs								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Intemperie									
Interior									

Tensión del Primario (kV):
CTs PUESTA EN SERVICIO ENTRE 1971 Y 2011

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Intemperie								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs									
Año P. Servicio									
% Pagado por Terceros									

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Local								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs									
Año P. Servicio									
% Pagado por Terceros									

Potencias Normalizadas (kVA)	Número de CTs en Caseta								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Número de CTs									
Año P. Servicio									
% Pagado por Terceros									

CTs PUESTA EN SERVICIO ANTES DE 1971

Pot. Normalizadas (kVA)	Número de CTs								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Intemperie									
Local									
Caseta									

ELEMENTOS ADICIONALES DE CTs EN CASETA O LOCAL

Pot. Normalizadas (kVA)	Transformadores								Celdas de Líneas	
	25	50	100	160	250	400	630	800		1000
Número de Elementos										
Año P. Servicio										
% Pagado por Terceros										

TRANSFORMADORES EN RESERVA - Inventario a 31/12/2011

Pot. Normalizadas (kVA)	Número de CTs								
	25	50	100	160	250	400	630	800	1000
Intemperie									
Interior									

SUBESTACIONES, CENTROS DE REPARTO, CENTROS DE SECCIONAMIENTO, CENTROS DE MANIOBRA y MÁQUINAS DE POTENCIA

INVENTARIO A 31/12/2011

Año Puesta Servicio	% Pagado por Terceros	Nombre de la Instalación	Tipo	Posición/ Trafo	Tensión (kV)	Nº Posiciones o Celdas			Trafos			Tipo	Posición / Trafo		
						Líneas	Trafos	Otros	Tensión (kV)		Potencia (MVA)			Blindado = B	Posición = P
									1º	2º	1º				
2001	0	ALIZADOR AUTOMATICO DE CORTE E	B	P	24,0	1	0	0							
2003	0	POSICION-PF	B	P	20,0	2	0	0							

SCADAS, TELEMANDOS Y EQUIPOS DE TELEGESTIÓN		
INVENTARIO A 31/12/2011		
Año P. Servicio	DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	IMPORTE FACTURA (€)
2007	CONCENTRADOR PLC-700 29/10/2007	1.585
2009	CONCENTRADOR PLC-800- 16/02/2009	1.485
2011	LICENCIA DMS SCADA BASICO-26/07/2011	600
2007	ANALIZADOR REGISTRADOR- 29/10/2007	7.826