

FOLLETO COMPLETO
PROGRAMA DE EMISION DE PAGARES

INSCRITO EN LA COMISION NACIONAL DEL
MERCADO DE VALORES

HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.

Mayo de 1999

CAPITULO I.- Personas que asumen la responsabilidad del contenido, y organismos supervisores del folleto.

I.1. Personas que asumen la responsabilidad por el contenido del folleto.

I.1.1. Don Manuel Amado Fernández Suárez, Director Financiero de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., con D.N.I. nº 71.841.977M, asume la responsabilidad por el contenido de este folleto.

I.1.2. Asimismo, declara que, a su juicio, los datos e informaciones contenidas en este folleto son conformes a la realidad, y que no existen omisiones susceptibles de alterar la apreciación pública de la Sociedad, de la operación financiera, de los valores y su negociación.

I.2. Organismos supervisores:

El presente folleto completo se ha inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, con fecha 4.05.99.

La verificación positiva y el consiguiente registro del folleto por la Comisión Nacional del Mercado de Valores no implica recomendación de inscripción de los valores, ni pronunciamiento en sentido alguno sobre la solvencia de la entidad emisora o la rentabilidad o calidad de los valores ofrecidos.

I.3. Los estados Económico-Financieros de los ejercicios 1996, 1997 y 1998 han sido verificados y auditados por la firma Arthur Andersen & Co., inscrita en el Registro de la Dirección General del Tesoro y Política Financiera con el número 38, y con dirección en Oviedo, Plaza de la Escandalera, 3, 3º y 4ºA, C.P. 33003. Los informes de auditoría de los tres años han sido favorables, por lo que su contenido carece de salvedades. Los estados Económicos-Financieros de los ejercicios 1996 y 1997 están registrados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores y han sido aprobados por las correspondientes Juntas Generales de Accionistas.

Como anexo al presente folleto se incorpora el Informe de Auditoría, acompañado de las Cuentas Anuales y del Informe de Gestión, correspondientes al año 1998 de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y sociedades dependientes.

Asimismo, se incluyen con efecto meramente informativo los Estados Financieros del ejercicio 1998 en euros al tipo de cambio de 166,386 pta/euros.

El presente folleto incluye en su capítulo V los estados financieros auditados de la Sociedad a 31 de Diciembre de 1998, aprobadas por la Junta General de Accionistas del 23 de abril de 1999.

CAPITULO II.- La oferta pública y los valores negociables objeto de la misma.

II.1. Acuerdos Sociales.

- II.1.1. La causa de este folleto completo es aportar la información necesaria para la inscripción de un programa de pagarés de empresa por un límite máximo total de 150 millones de euros (24.957,9 millones de pesetas) de importe nominal vivo en cada momento, en virtud del cual, se han tomado los siguientes acuerdos sociales:

Con fundamento en lo establecido en el artículo 282 de la Ley de Sociedades Anónimas, 283 del Reglamento del Registro Mercantil y demás disposiciones aplicables, y dentro del plazo máximo de cinco años, la Junta General celebrada el 18 de Junio de 1998 acordó conceder al Consejo de Administración las facultades necesarias para la emisión de pagarés de empresa, en cuanto sea preciso, y con sujeción a la legislación vigente, por un importe que, junto con los otros valores que creen deuda anteriormente en circulación, no sea superior, en el momento de cada emisión, al capital social desembolsado más las reservas que figuren en el último Balance aprobado y las cuentas de Regularización y Actualización de Balances cuando hayan sido aceptadas por el Ministerio de Economía y Hacienda.

La emisión de los pagarés a que se refiere este folleto se efectúa conforme a los acuerdos del Consejo de Administración que en su sesión del 26.03.1999 acordó poner en circulación un Programa de Pagarés de hasta un saldo vivo máximo de 150 millones de euros (24.957,9 millones de pesetas). La copia de estos acuerdos se incorpora como anexo nº 1.

- II.1.2. No aplicable, por tratarse de un programa de emisión y no una oferta pública de venta.
- II.1.3. Entre los acuerdos adoptados por el Consejo de Administración de esta Sociedad el día 26.03.1999, figura el de solicitar la admisión a cotización en el Mercado AIAF de Renta Fija de los pagarés emitidos al amparo del presente programa de 150 millones de euros (24.957,9 millones de pesetas), acogiéndonos al reglamento de dicho Mercado. Asimismo, aprobó solicitar la calificación de elevada liquidez para dichos pagarés.

- II.2.** Este programa de emisión de pagarés no requiere autorización administrativa previa, de acuerdo con el artículo 25 de la Ley 24/88 de 28 de Julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 37/98 de 16 de noviembre de Reforma de la Ley del Mercado de Valores.
- II.3.** Con fecha 16 de enero de 1996, Moody's Investors Service Limited ha asignado la calificación de Prime-1 (P-1) al papel comercial emitido por Hidroeléctrica del Cantábrico a corto plazo. La calificación refleja una capacidad máxima por parte de HC de devolver puntualmente sus compromisos de deuda emitida a corto plazo. En el momento de redactar este folleto, esta calificación está pendiente de renovación.

Las calificaciones posibles de Moody's de la deuda a corto plazo, de orden de mayor a menor grado de capacidad por parte del emisor a devolver puntualmente a los compromisos de deuda a corto plazo son las siguientes:

<u>Calificación</u>	<u>Significado</u>
Prime-1 (P-1)	Capacidad superior
Prime-2 (P-2)	Fuerte capacidad
Prime-3 (P-3)	Capacidad aceptable
Not Prime (NP)	No tienen las características de ninguna de las categorías anteriores.

- II.4.** Este programa de pagarés será conocido como "Programa de pagarés de 150 millones de euros" de Hidroeléctrica del Cantábrico. Los valores emitidos bajo este programa serán pagarés al portador emitidos al descuento, a los que será de aplicación el régimen legal general español. Los valores estarán representados por anotaciones en cuenta y la certeza y efectividad de su primer titular y los siguientes vendrá determinada por el apunte correspondiente en la S.C.L.V. Este programa tendrá una duración de un año desde la fecha de su registro en la CNMV. La emisora ha formalizado un contrato de liquidez con el Banco Herrero para establecer un sistema de liquidez para el inversor en general y cuyas condiciones básicas se detallan en el punto II.31.3.
- II.5.** Los valores estarán representados mediante anotaciones en cuenta. La entidad encargada del registro contable y de la compensación y liquidación de los valores es el Servicio de Compensación y Liquidación de Valores, S.A., junto con sus entidades adheridas.

- II.6.** El importe nominal de todos los pagarés emitidos bajo este Programa ascenderá como máximo a 150 millones de euros (24.957,9 millones de pesetas) de saldo vivo en cada momento.
- II.7.** Valor nominal de los pagarés a emitir: Mil euros (166.386 pesetas) cada uno de los pagarés emitidos por el sistema de subastas. Los pagarés emitidos a través del sistema de negociación telefónica directa tendrán un nominal de doscientos mil euros (33.277.200 pesetas). Tendrán un vencimiento comprendido entre treinta y quinientos cuarenta y ocho días, ambos inclusive.

Importe efectivo: será el que resulte en función del tipo de interés que se aplique y del plazo de vencimiento, en cada caso, de acuerdo con las siguientes fórmulas. La compra de estos pagarés estará libre de gastos para el suscriptor.

- a) Para pagarés con un plazo de vencimiento inferior o igual a 365 días:

$$E = \frac{365xN}{i.n + 365}$$

- b) Para pagarés con un plazo de vencimiento superior a 365 días:

$$E = \frac{N}{(1 + i)^{n/365}}$$

Donde,

i = Tipo de interés nominal anual en tanto por uno (que será interés simple para plazos iguales o inferiores a un año, e interés compuesto para plazos superiores a un año).

N = Nominal

E = Efectivo del pagaré

n = Número de días entre la fecha de emisión (inclusive) y la fecha de vencimiento o amortización (exclusive).

En el cuadro que se adjunta, se detallan los valores efectivos de un pagaré de 1.000 euros (166.386 pesetas) nominales para diferentes tipos de interés

nominales y plazos de vencimiento de los pagarés. La intención de este cuadro es la de facilitar al suscriptor la comprensión de los conceptos de tipo nominal, valor efectivo y TIR utilizados en este Programa.

VALOR EFECTIVO DE UN PAGARÉ DE 1.000 EUROS (166.386 PESETAS) NOMINALES																
TIPO NOMINAL	DIAS 30	TIR	DIAS +10	DIAS 90	TIR	DIAS +10	DIAS 180	TIR	DIAS +10	DIAS 365	TIR	DIAS +10	DIAS 540	TIR	DIAS 30	-
2,00%	998,36	2,02%	-0,55	995,09	2,02%	-0,54	990,23	2,01%	-0,53	980,39	2,00%	-0,53	971,13	2,00%	1,58	
2,25%	998,15	2,27%	-0,61	994,48	2,27%	-0,61	989,03	2,26%	-0,61	978,00	2,25%	-0,60	967,62	2,25%	1,77	
2,50%	997,95	2,53%	-0,68	993,87	2,52%	-0,67	987,82	2,52%	-0,67	975,61	2,50%	-0,66	964,13	2,50%	1,96	
2,75%	997,74	2,78%	-0,74	993,26	2,78%	-0,74	986,62	2,77%	-0,73	973,24	2,75%	-0,73	960,66	2,75%	2,14	
3,00%	997,54	3,04%	-0,82	992,66	3,03%	-0,81	985,42	3,02%	-0,80	970,87	3,00%	-0,78	957,21	3,00%	2,33	
3,25%	997,34	3,30%	-0,89	992,05	3,29%	-0,88	984,23	3,28%	-0,87	968,52	3,25%	-0,85	953,78	3,25%	2,52	
3,50%	997,13	3,56%	-0,95	991,44	3,55%	-0,94	983,03	3,53%	-0,92	966,18	3,50%	-0,91	950,38	3,50%	2,69	
3,75%	996,93	3,82%	-1,02	990,84	3,80%	-1,01	981,84	3,79%	-0,99	963,86	3,75%	-0,98	946,99	3,75%	2,87	
4,00%	996,72	4,07%	-1,08	990,23	4,06%	-1,07	980,66	4,04%	-1,06	961,54	4,00%	-1,03	943,63	4,00%	3,04	
4,25%	996,52	4,33%	-1,16	989,63	4,32%	-1,14	979,47	4,30%	-1,11	959,23	4,25%	-1,09	940,28	4,25%	3,22	
4,50%	996,31	4,59%	-1,22	989,03	4,58%	-1,21	978,29	4,55%	-1,18	956,94	4,50%	-1,16	936,95	4,50%	3,40	
4,75%	996,11	4,85%	-1,29	988,42	4,84%	-1,27	977,11	4,81%	-1,24	954,65	4,75%	-1,21	933,65	4,75%	3,57	
5,00%	995,91	5,12%	-1,36	987,82	5,09%	-1,33	975,94	5,06%	-1,31	952,38	5,00%	-1,27	930,36	5,00%	3,74	
5,25%	995,70	5,38%	-1,42	987,22	5,35%	-1,40	974,76	5,32%	-1,36	950,12	5,25%	-1,33	927,09	5,25%	3,91	
5,50%	995,50	5,64%	-1,49	986,62	5,62%	-1,46	973,59	5,58%	-1,42	947,87	5,50%	-1,39	923,84	5,50%	4,08	
5,75%	995,30	5,90%	-1,56	986,02	5,88%	-1,53	972,43	5,83%	-1,49	945,63	5,75%	-1,45	920,62	5,75%	4,24	
6,00%	995,09	6,17%	-1,62	985,42	6,14%	-1,59	971,26	6,09%	-1,55	943,40	6,00%	-1,51	917,41	6,00%	4,40	
6,25%	994,89	6,43%	-1,69	984,82	6,40%	-1,66	970,10	6,35%	-1,61	941,18	6,25%	-1,57	914,21	6,25%	4,57	
6,50%	994,69	6,70%	-1,76	984,23	6,66%	-1,73	968,94	6,61%	-1,67	938,97	6,50%	-1,62	911,04	6,50%	4,73	
6,75%	994,48	6,96%	-1,82	983,63	6,92%	-1,79	967,78	6,87%	-1,72	936,77	6,75%	-1,68	907,89	6,75%	4,88	
7,00%	994,28	7,23%	-1,89	983,03	7,19%	-1,85	966,63	7,12%	-1,79	934,58	7,00%	-1,73	904,75	7,00%	5,04	
7,25%	994,08	7,50%	-1,96	982,44	7,45%	-1,92	965,48	7,38%	-1,85	932,40	7,25%	-1,79	901,63	7,25%	5,20	
7,50%	993,87	7,76%	-2,02	981,84	7,71%	-1,97	964,33	7,64%	-1,90	930,23	7,50%	-1,84	898,53	7,50%	5,36	
7,75%	993,67	8,03%	-2,09	981,25	7,98%	-2,04	963,19	7,90%	-1,97	928,07	7,75%	-1,89	895,45	7,75%	5,51	
8,00%	993,47	8,30%	-2,16	980,66	8,24%	-2,11	962,05	8,16%	-2,03	925,93	8,00%	-1,95	892,38	8,00%	5,67	
8,25%	993,26	8,57%	-2,22	980,06	8,51%	-2,16	960,91	8,42%	-2,09	923,79	8,25%	-2,01	889,34	8,25%	5,81	
8,50%	993,06	8,84%	-2,29	979,47	8,78%	-2,23	959,77	8,68%	-2,14	921,66	8,50%	-2,06	886,31	8,50%	5,96	
8,75%	992,86	9,11%	-2,36	978,88	9,04%	-2,29	958,63	8,94%	-2,19	919,54	8,75%	-2,11	883,29	8,75%	6,11	
9,00%	992,66	9,38%	-2,43	978,29	9,31%	-2,35	957,50	9,21%	-2,25	917,43	9,00%	-2,16	880,30	9,00%	6,25	

Las columnas en las que aparece un +10 representan la disminución en euros del valor efectivo del pagaré al aumentar el plazo en 10 días.
En el caso de -30 refleja el incremento del valor del pagaré.

Así, por ejemplo, si se emite un pagaré de 1.000 euros (166.386 pesetas) nominales con un tipo de interés nominal del 3,25 por ciento, equivalente a un TIR (Tasa de Rendimiento Interno) del 3,28 por ciento y con un plazo de vencimiento de 180 días, el valor efectivo de este pagaré será de 984,23 euros (163.762 pesetas), valor extraído del cuadro y coherente con la fórmula antes mencionada:

$$E = \frac{365 \times 1.000}{0,0325 \times 180 + 365} = 984,23$$

Para este mismo caso si el plazo de vencimiento fuera de 190 días, al importe efectivo de 984,23 euros (163.762 pesetas) habría que deducirle 0,87 euros (145 pesetas) (según nos indica la columna "+10"), con lo que el efectivo a desembolsar sería de 983,36 euros (163.617 pesetas).

En el caso de vencimiento superior al año, el tipo nominal coincide con el TIR (tasa de rendimiento interno). Así, para un pagaré de 1.000 euros (166.386 pesetas) nominales, con un tipo de interés nominal del 3 por ciento, plazo de vencimiento de 540 días, el TIR es también el 3 por ciento. El valor efectivo de dicho pagaré según el cuadro es 957,21 euros (159.266 pesetas), el mismo al obtenido con la fórmula:

$$E = \frac{1.000}{(1 + 0,03)^{540/365}} = 957,21$$

Si el plazo de vencimiento fuera de 510 días, el valor efectivo se incrementaría en 2,33 euros (388 pesetas) (según nos indica la columna "-30"), con lo que el efectivo a desembolsar sería de 959,54 euros (159.654 pesetas).

- II.8.** La suscripción de los valores estará libre de gastos para los suscriptores por parte del emisor, sin perjuicio de los gastos que puedan cobrar las entidades colaboradoras, definidas en el apartado II.10.2. Asimismo, Hidroeléctrica del Cantábrico no cargará gasto alguno en la amortización de los mismos.
- II.9.** Los valores emitidos por el presente programa están representados por anotaciones en cuenta. Las entidades adheridas al SCLV podrán

establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y gastos repercutibles a los tenedores de los pagarés en concepto de administración de valores que libremente determinen y que en su momento hayan sido comunicados al Banco de España y a la CNMV.

II.10. Cláusula de interés.

II.10.1. Interés nominal anual: Los pagarés se emiten al descuento y a los tipos ofertados. El interés nominal se fijará en las subastas como consecuencia de la adjudicación de los pagarés a las ofertas más competitivas según orden creciente de tipo ofertado (de menor a mayor) dentro de cada plazo y por adjudicación directa para los pagarés colocados mediante negociación telefónica.

El interés nominal se calcula de acuerdo con las siguientes fórmulas:

a) Para pagarés con plazos de vencimiento inferiores o iguales a 365 días:

$$i = \frac{365x(N - E)}{Exn}$$

b) Para pagarés con un plazo de vencimiento superior a 365 días:

$$i = \left(\frac{N}{E} \right)^{365/n} - 1$$

Donde i, N, E y n han sido ya definidas anteriormente.

II.10.2. Entidades Participantes y Mecanismos de Emisión.

Las entidades Colaboradoras del Programa de pagarés son las mismas que podrán suscribir valores tanto por el procedimiento de subastas como por el de negociación telefónica y que son, actualmente, las siguientes:

Banco Herrero, S.A.

Caja de Asturias

Bank of América, S.A.

Banco Bilbao-Vizcaya, S.A.

Confederación Española de Cajas de Ahorros

Argentaria, Caja Postal y Banco Hipotecario, S.A.
Barclays Bank, S.A.
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid
BNP España, S.A.
Credit Agricole Indosuez, Sucursal en España

Este grupo de entidades puede ser modificado, a criterio de la entidad emisora, a lo largo del desarrollo del programa, con el fin de mejorar en lo posible las condiciones económicas de las ofertas, en cuyo caso dicha modificación será comunicada a la C.N.M.V. y podrá ser siempre consultada en el domicilio social de esta sociedad emisora.

El resto de entidades o los inversores particulares sólo podrán adquirir pagarés de este programa a través de las entidades anteriores, tal como se describe en el punto II.24.1.

Los inversores finales podrán informarse de las características del programa de pagarés en la sociedad emisora y en las entidades colaboradoras, donde tendrán a su disposición un ejemplar del folleto informativo.

Los mecanismos de emisión serán los dos siguientes:

a) Sistema de subastas.

Las subastas se convocarán según se describe en el punto II.23.3. Las entidades colocadoras/licitadoras que deseen participar en la subasta deberán presentar sus ofertas al Banco Agente (Banco Herrero) antes de las 12:00 horas del día de Celebración señalado en la convocatoria, pudiendo presentar un máximo de cuatro ofertas por cada plazo de vencimiento subastado.

Dichas ofertas indicarán:

a) El importe nominal de los pagarés que esté dispuesta a descontar la Entidad licitadora al plazo de vencimiento solicitado, dentro de los fijados por la Emisora; dicho importe deberá ser como mínimo de 500.000 euros (83.193.000 pesetas).

b) El tipo de interés para el descuento de los pagarés, que vendrá expresado en tanto por ciento, con un máximo de dos decimales.

c) El número de pagarés y el importe nominal individual de los mismos.

El agente procederá a la clasificación de todas las ofertas válidas presentadas, confeccionando, para cada plazo, un listado con todas ellas, ordenadas de menor a mayor tipo de interés ofertado, el cual será puesto a disposición de los representantes de la Emisora. Seguidamente se iniciará el proceso de adjudicación, que será independiente para cada plazo.

A la vista de las ofertas recibidas, la Emisora podrá libremente rechazar las ofertas presentadas o bien aceptar una o varias de ellas. En todo caso, el emisor no podrá emitir más pagarés que la demanda ofrecida por las Entidades licitadoras. De decidirse por la aceptación de una o varias ofertas, deberá aceptarlas en su totalidad para cada plazo por orden creciente de tipos de interés, de menor a mayor. Se exceptúa de esta regla la oferta menos ventajosa aceptada en cada plazo, que la Emisora podrá admitir parcialmente, fijándose el volumen admitido en base a las necesidades de fondos de la compañía, quedando obligada la Entidad licitadora a aceptar la adjudicación así reducida.

Si en esta última situación hubiera varias ofertas con idéntico tipo de interés, la distribución entre ellas se realizará a prorrata, en función de las sumas ofertadas a este tipo de interés. Si como consecuencia de este prorrateo surgieran fracciones inferiores a 1.000 euros (166.386 pesetas), éstas serán acumuladas en unidades de 1.000, adjudicándose por sorteo entre las Entidades Adjudicatarias a dicho tipo de interés.

El resultado del proceso de adjudicación será comunicado por el Emisor al Agente antes de las 16:30 horas del mismo día de celebración de la subasta. El Agente procederá a la adjudicación de las ofertas y a la determinación del valor de descuento, notificando el resultado a las entidades licitadoras antes de las 20:00 horas de dicho día. El resultado de cada subasta estará disponible para el público en el domicilio del emisor y en el del Banco Agente.

b) Sistema de negociación telefónica directa.

El emisor podrá recibir peticiones por parte de las entidades Colaboradoras cualquier día entre las 9:00 y las 18:00 horas. La fecha de emisión de los pagarés suscritos mediante este sistema será como mínimo el día hábil siguiente a su contratación si ésta se realiza antes de las 14:00 horas y como mínimo el segundo día hábil siguiente si se suscriben con posterioridad a dicha hora.

El importe mínimo admitido será de 400.000 euros (66.554.400 pesetas) nominales. Las cotizaciones se realizarán directamente al emisor. Una vez aceptadas por éste, se concretarán todos los aspectos de la misma, primero telefónicamente y posteriormente mediante cruce de fax, señalando los siguientes extremos: importe nominal, fecha de emisión, fecha de vencimiento, tipo de interés nominal, importe efectivo y número de pagarés a emitir.

El emisor no podrá emitir por este procedimiento durante el periodo comprendido entre el día de Celebración y la fecha de Emisión de cada subasta, en aquellos plazos adjudicados en la misma, con objeto de no incurrir en competencia con los pagarés que se emitan en ésta, salvo que sean emitidos a un tipo de interés inferior al tipo marginal resultante en cada plazo de vencimiento adjudicado. En cualquier caso, si la subasta fuera declarada desierta, no existirá ningún tipo de restricción.

II.11. Amortización de los valores.

II.11.1. Precio de reembolso: el reembolso de los pagarés se efectuará, a su vencimiento, por su valor nominal menos la retención fiscal correspondiente. Se realizará libre de gastos para el tenedor por parte del emisor sin perjuicio de las comisiones que puedan cobrar las entidades financieras por este servicio.

Este programa no contempla la posibilidad de cancelación anticipada de los pagarés que se emitan.

Para dar mayor profundidad al mercado secundario, la sociedad emitirá los pagarés procurando que no haya en general más de dos vencimientos mensuales.

II.11.2. Los valores serán emitidos a plazos de entre uno y 18 meses, ambos inclusive, a elección del Emisor. En la modalidad de emisión mediante

subastas, podrá solicitar ofertas para un máximo de cinco diferentes plazos de vencimiento en cada subasta.

El Emisor se compromete a pagar al propietario legítimo, a través del Agente (Banco Herrero), el importe nominal de cada Pagaré en la Fecha de Vencimiento del mismo, previa acreditación de su propiedad por medio del correspondiente certificado de adquisición.

Para el pago, el Emisor deberá poner a disposición del Agente, antes de las 10:30 horas de la mañana del día de la Fecha de Vencimiento, o el día hábil inmediatamente posterior si aquél fuera inhábil, valor esa misma fecha, un importe suficiente para atender la totalidad del pago.

El Agente efectuará las retenciones sobre los rendimientos del capital mobiliario que correspondan en cada momento en relación con los Pagarés amortizados.

II.12 al

II.16. Los valores emitidos en este programa no incorporan el derecho de conversión en acciones ni de adquisición de acciones preexistentes, ni de esta sociedad ni de otra sociedad diferente.

II.17. Dada la posible diversidad de fechas y plazos de disposición que previsiblemente se producirá, no es posible confeccionar un cuadro del servicio financiero del programa. El servicio financiero será atendido por el Banco Herrero.

Los pagarés son valores emitidos al descuento y no dan derecho al cobro de cupones periódicos. El cuadro financiero consta sólo de 2 flujos: el importe efectivo en el momento de la emisión y el nominal pagado a su amortización.

II.18. Interés efectivo neto previsto para el tomador: Debido a la multitud de tipos de emisión que pueden producirse, no es posible predeterminar el rendimiento resultante para el tomador, que estará en relación con el tipo nominal aplicado en cada caso, de acuerdo con el cuadro visto en el punto II.7., es decir, nominal menos efectivo correspondiente a cada caso.

En dicho cuadro, a diferentes tipos de interés nominales, corresponden, en cada plazo de vencimiento, diferentes valores efectivos de un pagaré de 1.000 euros (166.386 pesetas) nominales.

Continuando con los ejemplos ya utilizados, si un suscriptor adquiere un pagaré de 1.000 euros (166.386 pesetas) nominales a 180 días, y el valor efectivo del pagaré es de 985,42 euros (163.960 pesetas), sabrá que el tipo de interés nominal es el 3%, coherente asimismo con la fórmula:

$$i = \frac{365 \times (1.000 - 985,42)}{985,42 \times 180} = 0,03$$

Asimismo, para un pagaré de 1.000 euros (166.386 pesetas) nominales a 540 días, con un valor efectivo del pagaré de 953,78 euros (158.696 pesetas), se deduce el tipo de interés nominal del 3,25 por ciento, que se puede comprobar mediante la fórmula:

$$i = \left(\frac{1.000}{953,78} \right)^{365/540} - 1 = 0,0325$$

Se añaden en el cuadro dos columnas por cada periodo de vencimiento con el objeto de informar al suscriptor de una forma más completa.

La primera de ellas se denomina TIR, tasa interna de rentabilidad (o retorno), que en este caso coincide con el TAE, tasa anual equivalente. Los valores que aparecen en esta columna representan el tipo de interés anual al que se descuentan las generaciones de fondos producidas, asumiendo que los fondos retirados se reinvierten a ese mismo tipo de interés, para resultar un valor actualizado neto (VAN) nulo.

Dada la sencillez de las operaciones de un Programa de pagarés, las fórmulas de la TIR pueden ser simplificadas concluyendo:

$$\left[1 + \left(\frac{nix}{365} \right) \right]^{365/n} = \left[1 + \left(\frac{N - E}{E} \right) \right]^{365/n} = 1 + TIR$$

dado el TIR en tanto por uno.

II.19. Interés efectivo previsto para el emisor.

No es posible anticipar una estimación del coste a que resultarán para el emisor dada la previsible variabilidad de los tipos aplicables en cada caso.

Los costes asociados al programa derivados de las comisiones por agencia y liquidez, los gastos de publicidad y otros de gestión (CNMV, AIAF, SCLV, etc) de los valores ascienden, aproximadamente, a 30.000 euros (4.991.580 pesetas) anuales.

Además de los costes anteriores, se le sumará el coste anual de 6.000 euros (998.316 pesetas) a que ascienden las tasas del registro del folleto del programa de pagarés en la CNMV (0,04 por mil sobre el valor nominal de la emisión) y el coste por estudio de la documentación y registro del programa en el Mercado AIAF de Renta Fija de 7.500 euros (1.247.895 pesetas).

La suma de los gastos anuales del programa supone el 0,03% sobre el nominal máximo registrado.

- II.20.** Los pagarés de este programa cuentan con la garantía general patrimonial de la sociedad emisora.
- II.21.** No existen restricciones particulares a la libre transmisibilidad de los valores a los que se refiere el presente folleto.
Los pagarés del presente programa son valores emitidos al descuento y le son de aplicación la Ley 14/1985 de 29 de mayo sobre Régimen Fiscal de determinados Activos Financieros y legislación concordante.
- II.22.** La sociedad se compromete a cumplir todos los requisitos para la admisión a negociación en el Mercado AIAF de las emisiones de pagarés que se realicen, dentro del plazo de un mes contado a partir de la fecha de emisión de los pagarés. En caso de incumplimiento del plazo se harán públicos los motivos del retraso mediante anuncio en un periódico de difusión nacional.

La sociedad conoce y acepta cumplir los requisitos y condiciones que se exigen para la admisión, permanencia y exclusión de los valores en este mercado AIAF.

- II.23. Solicitudes de suscripción o adquisición.**

- II.23.1. Los valores se ofrecen a su suscripción a las entidades que han firmado un contrato de colaboración con esta sociedad, o que se adhieran al mismo, relacionadas en el punto II.10.2, que serán los tomadores primarios. Para los tomadores secundarios, el procedimiento de adquisición se explica en el apartado II.24.
- II.23.2. Aptitud para inversiones: Los pagarés a que hace referencia el presente folleto, son aptos para inversión de las provisiones técnicas de las Sociedades de Seguros, de acuerdo con el Reglamento de Ordenación del Seguro Privado, artículos 64,2,b) y 65, aprobado por R.D. 1348/1985, de 1 de Agosto y la Orden de la Dirección General de Seguros de fecha 31 de Diciembre de 1988 sobre activos aptos para la inversión de las provisiones técnicas de las Entidades Aseguradoras. Asimismo, son aptos para cubrir las exigencias legales de inversión a las que están sometidas las instituciones de inversión Colectiva y Planes de Pensiones, de acuerdo con la legislación vigente.
- II.23.3. La duración del programa de emisión de pagarés será de un año a partir de la fecha de su registro en la CNMV. Las subastas se organizarán de manera que en la medida de lo posible haya, al menos, dos subastas al mes, y, en ningún caso, haya más de dos subastas en una misma semana.
- Cuando Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. desee convocar una subasta de pagarés, lo comunicará al Agente (actualmente el Banco Herrero) por medio de fax, antes de las 10 h del segundo día hábil anterior a la fecha que haya elegido para su Celebración, indicando, entre otros, los siguientes datos:
- a) La fecha de celebración de la subasta.
 - b) La fecha de emisión de los pagarés.
 - c) La duración del plazo de vencimiento, o en su caso, de los plazos de vencimiento, expresados en días, que desee sacar a subasta, con un máximo de cinco diferentes.
 - d) La fecha o fechas de vencimiento solicitadas.

Una vez recibida la solicitud por el Agente, éste lo comunicará antes de las 13 horas del mismo día, por medio de fax, a las Entidades colaboradoras, convocándolas para que presenten sus ofertas.

En el caso de emisión de pagarés mediante negociación telefónica, podrán recibirse peticiones por parte de las entidades Colaboradoras cualquier día entre las 9:00 y 18:00 horas.

- II.23.4. Las entidades Colaboradoras podrán suscribir pagarés acudiendo a las subastas convocadas por Hidroeléctrica del Cantábrico dirigiéndose al Agente (actualmente Banco Herrero) u ofreciendo directamente peticiones al emisor en negociación telefónica, según se describe en el punto II.10.2.
- II.23.5. Todas las Entidades Adjudicatarias pondrán a disposición del Agente, en la fecha de emisión de los pagarés, los fondos que les corresponda entregar.

El importe recibido por el Agente de las Entidades Adjudicatarias será entregado por aquél a la Emisora en la fecha de la emisión.

- II.23.6. No se emitirán resguardos provisionales negociables.

II.24. Colocación y adjudicación de los valores.

- II.24.1. Las entidades Colaboradoras de este programa se relacionan en el punto II.10.2.

Los tomadores primarios de los pagarés podrán mantenerlos en su activo. Asimismo, podrán optar por ceder los pagarés a un tercero, que se convertiría en tomador secundario. Esta operación se realizará en las propias oficinas de los bancos o mediante teléfono, carta, télex, telefax o cualquier otro medio comúnmente empleado.

Los pagarés, una vez emitidos, podrán ser adquiridos directamente, en las Oficinas Centrales y Sucursales de las Entidades Licitadoras y del Banco Agente, a los tipos que libremente se negocien entre ambas partes, para el periodo que medie entre la fecha valor de la cesión y la fecha del vencimiento de los pagarés, calculados según las mismas fórmulas expuestas en el punto II.18. anterior. Contra la entrega del

importe efectivo, el comprador recibirá un certificado de adquisición de los mismos emitido por el entidad vendedora.

- II.24.2. Este programa no cuenta con entidad Directora.
- II.24.3. Las emisiones de pagarés de este programa no están aseguradas.
- II.24.4. No existe posibilidad de prorrateo, salvo en el caso indicado en el apartado II.10.2.

- II.25.** El emisor se compromete a cumplir los requisitos exigidos por la entidad encargada del registro contable para que se registren adecuadamente como anotaciones en cuenta. Además, el emisor pondrá a disposición de cada entidad licitadora los certificados de adquisición de los valores que les han sido adjudicados.

- II.26.** Por tratarse de un programa de emisiones de pagarés, no se constituirá ningún Sindicato de Obligacionistas.

- II.27.** La presente emisión se realiza según lo dispuesto en la Ley 24/88 de 28 de Julio del Mercado de Valores, actualizada por la Ley 37/98 de 16 de noviembre de reforma de la Ley del Mercado de Valores, el RD 291/92 del 27 de Marzo sobre emisiones y ofertas públicas de venta de valores, el RD 2590/98 del 7 de diciembre sobre modificaciones del régimen jurídico del mercado de valores y según lo dispuesto en la OM del 12 de julio de 1993 sobre folletos informativos y demás normativa aplicable.

En caso de litigios se someten a los Juzgados y Tribunales de Oviedo para todas las cuestiones que pudieran derivarse de la validez, interpretación o cumplimiento del presente programa.

- II.28.** Régimen fiscal: Los pagarés emitidos quedarán incurso en el régimen fiscal de Activos financieros con la retención que corresponda, según la Ley 14/1985, de 29 de Mayo, de Régimen Fiscal de Determinados Activos Financieros y legislación concordante. En caso de tener que efectuar retenciones las entidades Colaboradoras serán las encargadas de efectuar dichas retenciones.

En la actualidad están sujetos a retención los pagarés cuyos tenedores sean sujetos pasivos del Impuesto sobre la renta de las personas físicas al tipo de retención del 18% y se aplicará sobre la diferencia positiva entre el importe obtenido en la transmisión, amortización o reembolso y el de adquisición o suscripción. El importe de la retención será deducible de la cuota correspondiente al Impuestos sobre la Renta de las Personas Físicas.

Los pagarés cuyos tenedores sean sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades estarán exentos de retención según el artículo 57,q del R.D. 2717/1998, de 18 de diciembre.

En el supuesto de que los tenedores sean no residentes en España serán aplicables, a los intereses producidos, las normas y tipos de gravamen establecidos en los convenios para evitar la doble imposición.

II.29. Finalidad de la operación.

Los fondos obtenidos bajo este programa se destinarán a la cancelación de pagarés de anteriores programas y a la financiación de regularización de tesorería de la sociedad.

II.30. Cargas y servicio de la financiación ajena.

	1997	1998	1999	2000	2001
<u>CARGAS FINANCIERAS</u>					
Intereses de Obligaciones y bonos	1.403	1.302	662	372	372
Intereses de Pagarés	1.274	866	702 (1)	620 (1)	620 (1)
Intereses de Préstamos	3.348	2.516	3.391	2.873	2.857
Otros gastos	287	65	55	80	80
Total	6.312	4.749	4.810 (2)	3.945 (2)	3.929 (2)
<u>SERVICIO DEUDA</u>					
Obligaciones y bonos	4.160	4.003	7.503	-	-
Préstamos	29.136	12.192	1.137	-	4000
Programa Pagarés	26.200	23.600	26.578 (3)	1.200 (3)	-
Total	59.496	39.795	35.218	1.200	4.000
<u>SALDOS VIVOS DEUDA CONTRACTUAL</u>	88.385	94.345	101.718 (4)	99.718 (4)	102.718 (4)

El importe de los avales, fianzas y otros compromisos incurridos por la Sociedad figuran en el Anexo II, en el punto (18) de la Memoria.

- (1): Incluye las cargas financieras de los Pagarés emitidos bajo este programa.
 (2): Proyección inercial, considerando el actual nivel de deuda.
 (3): Se consideran los vencimientos reales de los pagarés en circulación a 31/12/98, incluidos pagarés a medida.
 (4): Se considera la renovación anual del Programa de Pagarés.

No se considera la posible titulización de CTC's. Si ésta se produjera, la deuda financiera se reduciría en unos 55.000 Mpta y el gasto financiero del orden de unos 1.900 Mpta anuales.

II.31. DATOS SOBRE LOS PAGARES ADMITIDOS A COTIZACION**II.31.1. Pagares vivos a 31.12.98 admitidos a negociación en el mercado AIAF**

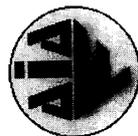
SUBASTA	NUMERO PAGARES	IMPORTE ADJUDICADO	TIPO DE INTERES (365)	FECHA DE EMISION	DIAS	FECHA DE VENCIMTO	MODALIDAD AMORTIZACION	IMPORTE EFECTIVO
---------	----------------	--------------------	-----------------------	------------------	------	-------------------	------------------------	------------------

PROGRAMA DE PAGARES DEL AÑO 1997:

45	200	100.000.000	4,950	30/09/97	546	30/03/99	REEMBOLSO	93.027.760
48	1.200	600.000.000	4,780	15/12/97	547	15/06/99	REEMBOLSO	559.450.206
49	3.000	1.500.000.000	4,580	30/12/97	547	30/06/99	REEMBOLSO	1.402.635.882
50	1.000	500.000.000	4,520	15/01/98	365	15/01/99	REEMBOLSO	478.377.344
50	600	300.000.000	4,540	15/01/98	546	15/07/99	REEMBOLSO	280.722.197
51	1.600	800.000.000	4,370	30/01/98	364	29/01/99	REEMBOLSO	766.591.723
51	800	400.000.000	4,370	30/01/98	546	30/07/99	REEMBOLSO	375.208.618
52	600	300.000.000	4,330	16/02/98	364	15/02/99	REEMBOLSO	287.581.823
53	600	300.000.000	4,200	16/03/98	364	15/03/99	REEMBOLSO	287.939.667
54	800	400.000.000	4,120	30/03/98	365	30/03/99	REEMBOLSO	384.172.113
55	600	300.000.000	4,200	15/04/98	365	15/04/99	REEMBOLSO	287.907.869
56	800	400.000.000	4,190	30/04/98	365	30/04/99	REEMBOLSO	383.914.004
	11.800	5.900.000.000						5.587.529.206

PROGRAMA DE PAGARES DEL AÑO 1998:

57	600	300.000.000	4,227	29/05/98	367	31/05/99	REEMBOLSO	287.768.924
58	1.400	700.000.000	4,213	15/06/98	365	15/06/99	REEMBOLSO	671.702.150
58	600	300.000.000	4,260	15/06/98	548	15/12/99	REEMBOLSO	281.786.287
59	1.000	500.000.000	4,222	30/06/98	365	30/06/99	REEMBOLSO	479.745.162
59	400	200.000.000	4,270	30/06/98	548	30/12/99	REEMBOLSO	187.830.476
60	600	300.000.000	4,280	15/07/98	184	15/01/99	REEMBOLSO	293.663.939
60	1.000	500.000.000	4,170	15/07/98	365	15/07/99	REEMBOLSO	479.984.640
61	400	200.000.000	4,235	30/07/98	183	29/01/99	REEMBOLSO	195.841.692
61	1.000	500.000.000	4,144	30/07/98	365	30/07/99	REEMBOLSO	480.104.475
62	600	300.000.000	3,940	30/09/98	181	30/03/99	REEMBOLSO	294.250.903
62	1.800	900.000.000	3,796	30/09/98	365	30/09/99	REEMBOLSO	867.089.154
63	600	300.000.000	3,950	15/10/98	92	15/01/99	REEMBOLSO	297.042.595
63	1.200	600.000.000	3,700	15/10/98	182	15/04/99	REEMBOLSO	589.130.937
63	1.200	600.000.000	3,600	15/10/98	365	15/10/99	REEMBOLSO	579.150.579
63	1.400	700.000.000	3,600	15/10/98	547	14/04/00	REEMBOLSO	663.864.504
64	800	400.000.000	4,000	30/10/98	91	29/01/99	REEMBOLSO	396.050.347
64	1.200	600.000.000	3,730	30/10/98	182	30/04/99	REEMBOLSO	589.044.419
64	2.000	1.000.000.000	3,580	30/10/98	364	29/10/99	REEMBOLSO	965.528.771
65	600	300.000.000	3,750	16/11/98	91	15/02/99	REEMBOLSO	297.221.186
65	2.000	1.000.000.000	3,540	16/11/98	364	15/11/99	REEMBOLSO	965.900.791
66	600	300.000.000	3,720	30/11/98	91	1/03/99	REEMBOLSO	297.243.212
66	600	300.000.000	3,690	30/11/98	182	31/05/99	REEMBOLSO	294.579.891
66	1.000	500.000.000	3,558	30/11/98	365	30/11/99	REEMBOLSO	482.821.221
67	400	200.000.000	3,190	15/12/98	90	15/03/99	REEMBOLSO	198.439.127
67	800	400.000.000	3,200	15/12/98	182	15/06/99	REEMBOLSO	393.717.774
67	1.600	800.000.000	3,200	15/12/98	365	15/12/99	REEMBOLSO	775.193.799
68	600	300.000.000	3,150	30/12/98	90	30/03/99	REEMBOLSO	297.687.822
68	1.200	600.000.000	3,135	30/12/98	182	30/06/99	REEMBOLSO	590.765.130
68	1.600	800.000.000	3,129	30/12/98	365	30/12/99	REEMBOLSO	775.729.389
68	1.000	500.000.000	3,140	30/12/98	548	30/06/00	REEMBOLSO	477.321.416
	29.800	14.900.000.000						14.446.200.712
TOTALES	41.600	20.800.000.000						20.033.729.918



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de **HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.**

Entre las fechas: **01/01/1997** y **28/02/1999**

Cód. Isin	Cód. Aiaf	Fecha emisión	Fecha vto.	Activo	Mes	Año	Vol. nominal	Frec. cotiz.	Última fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máxima	Mínima
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	1	1997	6,01	4,76	20-01-1997	102,816	102,816	7,245	6,070
ES05444602U5	00010597	29-03-1996	31-03-1997	PE	1	1997	255,43	4,76	13-01-1997			6,070	5,450
ES05444602G4	00010851	22-11-1995	16-05-1997	PE	1	1997	75,13	28,57	31-01-1997			7,000	5,655
ES05444602W1	00010936	30-05-1996	30-05-1997	PE	1	1997	6,01	4,76	02-01-1997			6,500	5,275
ES05444602X9	00010937	30-05-1996	28-11-1997	PE	1	1997	1.658,79	42,86	31-01-1997			8,750	5,350
ES05444602ZA	00011007	14-06-1996	16-06-1997	PE	1	1997	5.592,42	33,33	20-01-1997			5,668	5,000
ES05444603A5	00011077	28-06-1996	30-06-1997	PE	1	1997	7.386,44	57,14	30-01-1997			5,630	5,620
ES05444603E7	00011167	11-07-1996	15-07-1997	PE	1	1997	1.202,02	4,76	27-01-1997			5,615	5,271
ES05444603H0	00011263	30-07-1996	30-07-1997	PE	1	1997	303,51	28,57	27-01-1997			6,200	5,750
ES05444603I2	00011356	30-08-1995	28-02-1997	PE	1	1997	306,52	28,57	10-01-1997			6,750	5,800
ES05444602C3	00011528	29-03-1996	31-03-1997	PE	1	1997	114,19	14,29	22-01-1997			6,650	5,920
ES05444602U5	00011529	30-09-1996	30-09-1997	PE	1	1997	1.412,38	33,33	20-01-1997			6,599	5,250
ES05444603L2	00011689	15-10-1996	15-04-1997	PE	1	1997	306,52	47,62	31-01-1997			5,450	5,450
ES05444603M0	00011904	15-11-1996	17-11-1997	PE	1	1997	811,37	14,29	20-01-1997			5,210	5,210
ES05444603R9	00012106	16-12-1996	15-12-1997	PE	1	1997	258,44	4,76	24-01-1997			5,910	4,833
ES05444603T5	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	1	1997	2.064,48	66,67	30-01-1997			5,930	5,750
ES05444603U3	00012107	30-12-1996	30-12-1997	PE	1	1997	3.005,06	9,52	09-01-1997			5,470	5,420
ES05444603V1	00012218	30-12-1996	30-06-1998	PE	1	1997	6.611,13	4,76	17-01-1997			5,630	5,520
ES05444603W9	00012218	30-12-1996	15-01-1998	PE	1	1997	2.728,59	15,00	27-02-1997			6,900	5,450
ES05444603X7	00012368	20-01-1997	15-01-1998	PE	1	1997	718,21	40,00	28-02-1997			5,950	5,940
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	2	1997	1.202,02	10,00	26-02-1997	106,560	106,114	6,800	5,000
ES05444602G4	00010851	22-11-1995	16-05-1997	PE	2	1997	709,19	70,00	26-02-1997			6,300	5,450
ES05444602C4	00010936	30-05-1996	30-05-1997	PE	2	1997	144,24	40,00	28-02-1997			6,050	5,200
ES05444602W1	00011077	28-06-1996	30-06-1997	PE	2	1997	781,32	50,00	28-02-1997			5,317	5,130
ES05444603A5	00011167	11-07-1996	15-07-1997	PE	2	1997	958,61	5,00	03-02-1997			5,269	5,269
ES05444603E7	00011263	30-07-1996	18-08-1997	PE	2	1997	3,01	10,00	26-02-1997			5,770	5,750
ES05444603H0	00011334	16-08-1996	28-02-1997	PE	2	1997	3,005,06	10,00	26-02-1997			5,250	5,250
ES05444603I2	00011356	30-08-1995	28-02-1997	PE	2	1997	1.676,82	40,00	28-02-1997			5,250	5,250
ES05444603L2	00011357	30-08-1996	30-09-1997	PE	2	1997	234,39	35,00	20-02-1997			5,601	5,049
ES05444603M0	00011529	30-09-1996	30-04-1997	PE	2	1997	138,23	10,00	19-02-1997			5,300	4,984
ES05444603R9	00011904	15-11-1996	17-11-1997	PE	2	1997	1.168,97	55,00	21-02-1997			5,100	5,100
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	2	1997	721,21	15,00	26-02-1997			5,325	5,150
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	2	1997	456,77	10,00	26-02-1997				
ES05444603Y5	00012447	30-01-1997	30-01-1998	PE	2	1997							
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	2	1997							

Página: 1

El volumen nominal va expresado en miles de euros.



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: **HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.**

Entre las fechas: **01/01/1997** y **28/02/1999**

Cód.isin	Cód.Aiaf	Fecha.emisión	Fecha.vto.	Activo	Mes	Año	Vol.nominal	Frec.cotiz.	Ultima fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máxima	Mínima
ES05444604A3	00012588	17-02-1997	16-02-1998	PE	2	1997	1.926,24	50,00	28-02-1997	5,206	4,995	5,750	5,750
ES05444602G4	00010851	22-11-1995	16-05-1997	PE	3	1997	27,05	16,67	24-03-1997	5,920	5,291	6,060	5,000
ES05444602W1	00010936	30-05-1996	30-05-1997	PE	3	1997	1.484,50	38,89	14-03-1997	6,667	5,250	6,750	5,400
ES05444602X9	00010937	30-05-1996	28-11-1997	PE	3	1997	33,06	16,67	18-03-1997	5,700	5,400	6,300	5,350
ES05444602Z4	00011007	14-06-1996	16-06-1997	PE	3	1997	291,49	66,67	31-03-1997	5,353	5,038	5,344	5,179
ES05444603A5	00011077	28-06-1996	30-06-1997	PE	3	1997	42,07	5,56	19-03-1997	5,250	5,250	5,250	5,250
ES05444603E7	00011167	11-07-1996	15-07-1997	PE	3	1997	240,40	44,44	31-03-1997	5,600	5,350	5,600	5,350
ES05444603H0	00011263	30-07-1996	30-07-1997	PE	3	1997	1.051,77	22,22	26-03-1997	5,353	5,038	5,344	5,179
ES05444603I8	00011334	16-08-1996	18-08-1997	PE	3	1997	1.445,43	66,67	18-03-1997	5,344	5,179	5,344	5,179
ES05444603K4	00011449	16-09-1996	15-09-1997	PE	3	1997	132,22	16,67	25-03-1997	5,426	5,250	5,250	5,250
ES05444603R9	00011529	30-09-1996	30-09-1997	PE	3	1997	165,28	16,67	31-03-1997	5,250	5,250	5,250	5,250
ES05444603L2	00011904	15-11-1996	17-11-1997	PE	3	1997	39,07	5,56	03-03-1997	5,100	4,750	5,100	4,750
ES05444603I5	00012106	16-12-1996	15-12-1997	PE	3	1997	30,05	5,56	04-03-1997	5,000	4,500	5,000	4,500
ES05444603U3	00012217	16-12-1996	15-06-1998	PE	3	1997	222,37	11,11	07-03-1997	5,250	4,850	5,250	4,850
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	3	1997	60,10	16,67	13-03-1997	5,241	4,994	5,241	4,994
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	3	1997	66,11	11,11	31-03-1997	5,800	5,500	5,800	5,500
ES05444604A3	00012588	17-02-1997	16-02-1998	PE	3	1997	477,80	38,89	25-03-1997	5,450	5,450	5,450	5,450
ES05444604B1	00012682	28-02-1997	02-03-1998	PE	3	1997	2.605,39	83,33	31-03-1997	6,528	5,300	6,528	5,300
ES05444602G4	00010851	22-11-1995	16-05-1997	PE	4	1997	420,71	40,91	30-04-1997	7,000	5,600	7,000	5,600
ES05444602W1	00010936	30-05-1996	30-05-1997	PE	4	1997	18,03	4,55	03-04-1997	5,450	5,450	5,450	5,450
ES05444602X9	00010937	30-05-1996	28-11-1997	PE	4	1997	1.806,04	27,27	30-04-1997	5,750	5,150	5,750	5,150
ES05444602Z4	00011007	14-06-1996	16-06-1997	PE	4	1997	45,08	13,64	09-04-1997	6,300	5,450	6,300	5,450
ES05444603A5	00011077	28-06-1996	30-06-1997	PE	4	1997	15,03	9,09	30-04-1997	5,500	5,500	5,500	5,500
ES05444603E7	00011167	11-07-1996	15-07-1997	PE	4	1997	2.500,21	22,73	28-04-1997	5,450	5,450	5,450	5,450
ES05444603H0	00011263	30-07-1996	30-07-1997	PE	4	1997	6,01	4,55	03-04-1997	5,450	5,450	5,450	5,450
ES05444603I2	00011529	30-09-1996	30-09-1997	PE	4	1997	1.162,96	54,55	29-04-1997	5,410	5,390	5,410	5,390
ES05444603N8	00011670	15-10-1996	15-10-1997	PE	4	1997	4.808,10	9,09	11-04-1997	5,250	5,250	5,250	5,250
ES05444603O6	00011781	30-10-1996	30-04-1997	PE	4	1997	84,14	4,55	07-04-1997	5,237	4,987	5,237	4,987
ES05444603Q1	00011783	30-10-1996	30-04-1998	PE	4	1997	3.005,06	13,64	29-04-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444603R9	00011904	15-11-1996	17-11-1997	PE	4	1997	210,35	40,91	25-04-1997	5,238	5,011	5,238	5,011
ES05444603T5	00012106	16-12-1996	15-12-1997	PE	4	1997	72,12	9,09	11-04-1997	5,620	5,620	5,620	5,620
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	4	1997	387,65	18,18	29-04-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	4	1997	75,13	13,64	17-04-1997	5,238	5,011	5,238	5,011
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	4	1997	679,14	40,91	30-04-1997	5,620	5,620	5,620	5,620
ES05444604B1	00012682	28-02-1997	02-03-1998	PE	4	1997	99,17	9,09	02-04-1997	5,620	5,620	5,620	5,620
ES05444604D7	00012682	31-03-1997	30-03-1998	PE	4	1997	3.185,36	27,27	30-04-1997	5,620	5,620	5,620	5,620

El volumen nominal va expresado en miles de euros.

Página: 2



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

Entre las fechas 01/01/1997 y 28/02/1999

Cod.isin	Cod.Aiaf	Fech.emisión	Fecha.vto.	Activo	Mes	Año	Vol.nominal	Frec.cotiz.	Ultima fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
ES05444604E5	00013049	15-04-1997	15-04-1998	PE	4	1997	2.530,26	40,91	28-04-1997	105,750	105,566	5,148	4,646
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	5	1997	8.113,66	5,26	13-05-1997			5,590	5,570
ES05444602G4	00010851	22-11-1995	16-05-1997	PE	5	1997	156,26	10,53	09-05-1997			5,500	5,400
ES05444602W1	00010936	30-05-1996	30-05-1997	PE	5	1997	72,12	10,53	19-05-1997			6,400	5,400
ES05444602X9	00010937	30-05-1996	28-11-1997	PE	5	1997	1.202,02	5,26	30-05-1997			5,190	5,190
ES05444602Z4	00011007	14-06-1996	16-06-1997	PE	5	1997	243,41	47,37	29-05-1997			6,000	5,100
ES05444603A5	00011077	28-06-1996	30-06-1997	PE	5	1997	6,01	5,26	08-05-1997			5,500	5,500
ES05444603E7	00011167	11-07-1996	15-07-1997	PE	5	1997	150,25	21,05	30-05-1997			5,850	5,100
ES05444603H0	00011263	30-07-1996	30-07-1997	PE	5	1997	174,29	10,53	06-05-1997			5,100	5,075
ES05444603I8	00011334	16-08-1996	18-08-1997	PE	5	1997	2.404,05	15,79	16-05-1997			5,370	5,340
ES05444603J6	00011357	30-08-1996	29-08-1997	PE	5	1997	6,01	5,26	16-05-1997			6,300	6,300
ES05444603L2	00011529	30-09-1996	30-09-1997	PE	5	1997	399,67	52,63	30-05-1997			5,450	5,050
ES05444603P3	00011782	30-10-1996	30-10-1997	PE	5	1997	1.202,02	26,32	23-05-1997			4,769	4,590
ES05444603Q1	00011783	30-10-1996	30-04-1998	PE	5	1997	601,01	15,79	23-05-1997			5,210	5,050
ES05444603R9	00011904	15-11-1996	17-11-1997	PE	5	1997	1.268,14	21,05	27-05-1997			5,270	5,200
ES05444603S7	00011905	15-11-1996	14-05-1998	PE	5	1997	4.627,79	26,32	21-05-1997			5,270	5,100
ES05444603T5	00012106	16-12-1996	15-12-1997	PE	5	1997	171,29	31,58	30-05-1997			5,250	5,050
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	5	1997	78,13	5,26	13-05-1997			5,249	5,249
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	5	1997	3,01	5,26	12-05-1997			5,200	5,200
ES05444604D7	00012897	31-03-1997	30-03-1998	PE	5	1997	1.244,09	42,11	30-05-1997			5,300	5,000
ES05444604E5	00013049	15-04-1997	15-04-1998	PE	5	1997	474,80	42,11	21-05-1997			4,735	4,450
ES05444604G0	00013345	30-05-1997	27-11-1998	PE	5	1997	3.606,07	5,26	29-05-1997			5,140	5,120
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	5	1997	11.305,04	14,29	16-06-1997	106,202	104,848	5,950	5,202
ES05444602X9	00010937	30-05-1996	28-11-1997	PE	6	1997	3,01	4,76	03-06-1997			5,200	5,200
ES05444602Z4	00011007	14-06-1996	16-06-1997	PE	6	1997	30,05	4,76	05-06-1997			5,000	5,000
ES05444603E7	00011167	11-07-1996	15-07-1997	PE	6	1997	231,39	42,86	30-06-1997			5,750	5,000
ES05444603K4	00011357	30-08-1996	29-08-1997	PE	6	1997	6,01	4,76	03-06-1997			5,200	5,200
ES05444603L2	00011449	16-09-1996	15-09-1997	PE	6	1997	595,00	9,52	18-06-1997			4,856	4,769
ES05444603N1	00011529	30-09-1996	30-09-1997	PE	6	1997	6,01	9,52	16-06-1997			5,000	5,000
ES05444603R9	00011904	15-11-1996	17-11-1997	PE	6	1997	36,06	9,52	13-06-1997			5,000	5,000
ES05444603T5	00012106	16-12-1996	15-12-1997	PE	6	1997	285,48	47,62	30-06-1997			4,547	4,547
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	6	1997	21,04	9,52	24-06-1997			4,497	4,349
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	6	1997	1.502,53	14,29	30-06-1997			5,150	5,120
ES05444603W9	00012218	30-12-1996	30-06-1998	PE	6	1997	2.404,05	9,52	30-06-1997			5,100	5,090
ES05444604D7	00012897	31-03-1997	30-03-1998	PE	6	1997	396,67	9,52	26-06-1997			5,170	5,000
ES05444604H8	00013542	30-06-1997	29-12-1998	PE	6	1997	1.202,02	4,76	27-06-1997			5,154	5,100

El volumen nominal va expresado en miles de euros.

Página: 3



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

Entre las fechas 01/01/1997 y 28/02/1999

Cód.instr.	Cód.alat.	Fech.emisión	Fecha.vto.	Activo	Mes	Año	Vol.nominal	Frec.cotiz.	Ultima fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
ES05444603K4	00011449	16-09-1996	15-09-1997	PE	7	1997	6,01	4,35	02-07-1997	4,600	4,600	5,000	5,000
ES05444603L2	00011529	30-09-1996	30-09-1997	PE	7	1997	180,30	30,43	30-07-1997	5,000	5,000	5,250	5,240
ES05444603N8	00011670	15-10-1996	15-10-1997	PE	7	1997	1,202,02	4,35	11-07-1997	5,250	5,250	5,280	5,280
ES05444603P3	00011782	30-10-1996	30-10-1997	PE	7	1997	1,803,04	4,35	29-07-1997	5,280	5,280	5,000	5,000
ES05444603R9	00011904	15-11-1996	17-11-1997	PE	7	1997	63,11	17,39	18-07-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444603T5	00012106	16-12-1996	15-12-1997	PE	7	1997	733,23	43,48	30-07-1997	5,000	4,995	4,995	4,995
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	7	1997	393,66	56,52	21-07-1997	5,120	5,120	5,000	5,000
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	7	1997	1,980,33	21,74	23-07-1997	4,781	4,781	4,739	4,739
ES05444603X7	00012368	20-01-1997	15-01-1998	PE	7	1997	808,36	43,48	30-07-1997	5,220	5,220	5,160	5,160
ES05444603Y5	00012447	30-01-1997	30-01-1998	PE	7	1997	1,202,02	8,70	28-07-1997	5,500	5,500	5,160	5,160
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	7	1997	2,464,15	13,04	31-07-1997	5,000	5,000	4,900	4,900
ES05444604D7	00012897	31-03-1997	30-03-1998	PE	7	1997	285,48	43,48	31-07-1997	5,100	5,100	4,200	4,200
ES05444604H6	00013623	15-07-1997	15-07-1998	PE	7	1997	1,268,14	21,74	30-07-1997	104,000	104,000	6,181	6,181
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	8	1997	6,01	5,00	25-08-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444603L2	00011529	30-09-1996	30-09-1997	PE	8	1997	21,04	15,00	14-08-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444603L2	00011529	30-09-1996	30-09-1997	PE	8	1997	63,11	5,00	29-08-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444603P3	00011782	30-10-1996	30-10-1997	PE	8	1997	30,05	55,00	21-08-1997	4,750	4,750	4,750	4,750
ES05444603S7	00011905	15-11-1996	14-05-1998	PE	8	1997	486,82	25,00	27-08-1997	5,100	5,100	5,000	5,000
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	8	1997	300,51	20,00	20-08-1997	4,781	4,781	4,725	4,725
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	8	1997	93,16	20,00	20-08-1997	5,200	5,200	4,490	4,490
ES05444603X7	00012368	20-01-1997	15-01-1998	PE	8	1997	2,458,14	30,00	13-08-1997	5,230	5,230	5,230	5,230
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	8	1997	354,60	5,00	04-08-1997	4,975	4,975	4,200	4,200
ES05444604D7	00012897	31-03-1997	30-03-1998	PE	8	1997	468,79	25,00	18-08-1997	6,060	6,060	6,060	6,060
ES05444604H6	00013623	15-07-1997	15-07-1998	PE	8	1997	601,01	9,52	03-09-1997	5,110	5,110	5,110	5,110
ES0244460392	00004518	15-10-1993	15-10-2003	OS	9	1997	3,005,06	4,76	26-09-1997	103,830	103,830	6,158	6,158
ES0244460384	00004519	15-10-1993	15-10-1998	OS	9	1997	60,10	9,52	11-09-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	9	1997	261,44	28,57	16-09-1997	5,240	5,240	5,000	5,000
ES05444603P3	00011782	30-10-1996	30-10-1997	PE	9	1997	2,746,62	19,05	25-09-1997	6,000	6,000	4,523	4,523
ES05444603T5	00012106	16-12-1996	15-12-1997	PE	9	1997	240,40	33,33	29-09-1997	5,180	5,180	4,487	4,487
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	9	1997	886,49	33,33	29-09-1997	6,199	6,199	5,200	5,200
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	9	1997	12,02	9,52	17-09-1997	4,900	4,900	4,900	4,900
ES05444603X7	00012368	20-01-1997	15-01-1998	PE	9	1997	6,01	4,76	25-09-1997	6,200	6,200	5,200	5,200
ES05444603Y2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	9	1997	15,03	9,52	23-09-1997	5,220	5,220	4,593	4,593
ES05444604A3	00012588	17-02-1997	16-02-1998	PE	9	1997	5,207,77	57,14	30-09-1997	5,500	5,500	5,020	5,020
ES05444604C9	00012819	17-03-1997	16-03-1998	PE	9	1997	4,237,13	19,05	29-09-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444604D7	00012897	31-03-1997	30-03-1998	PE	9	1997	30,05	4,76	30-09-1997	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444604F2	00013344	30-05-1997	29-05-1998	PE	9	1997							



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

Entre las fechas 01/01/1997 y 28/02/1999

Cód.Isin	Cód.Aiaf	Fech.emisión	Fecha.vto.	Activo	Mes	Año	Vol.nominal	Frec.cotiz.	Ultima fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máxima	Mínima
ES0544460416	00013623	15-07-1997	15-07-1998	PE	9	1997	168,28	28,57	26-09-1997	5,000	4,500	5,160	4,297
ES0544460414	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	9	1997	6,764,39	23,81	29-09-1997			4,950	4,940
ES05444604K2	00013973	30-09-1997	30-09-1998	PE	9	1997	5,174,71	4,76	29-09-1997			4,950	4,940
ES05444604L0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	9	1997	1.202,02	4,76	29-09-1997			5,113	5,100
ES0244460384	00004519	15-10-1993	15-10-1998	OS	10	1997	6,010,12	4,35	17-10-1997	103,624	103,614	6,099	6,099
ES05444602X9	00010937	30-05-1996	28-11-1997	PE	10	1997	3,01	4,35	09-10-1997			4,586	4,586
ES05444603Q1	00011783	30-10-1996	30-04-1998	PE	10	1997	48,08	4,35	31-10-1997			4,500	4,400
ES05444603S7	00011905	15-11-1996	14-05-1998	PE	10	1997	24,04	4,35	08-10-1997			4,900	4,800
ES05444603T5	00012106	16-12-1996	15-12-1997	PE	10	1997	42,07	8,70	14-10-1997			6,000	4,900
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	10	1997	21,04	13,04	21-10-1997			5,300	4,470
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	10	1997	507,86	17,39	30-10-1997			5,100	5,100
ES05444604A3	00012588	17-02-1997	16-02-1998	PE	10	1997	9,02	4,35	21-10-1997			4,661	4,617
ES05444604C9	00012819	17-03-1997	16-03-1998	PE	10	1997	501,85	13,04	03-10-1997			4,750	4,750
ES05444604D7	00012897	31-03-1997	30-03-1998	PE	10	1997	30,05	4,35	02-10-1997			5,070	5,060
ES05444604E5	00013049	15-04-1997	15-04-1998	PE	10	1997	1.202,02	8,70	10-10-1997			4,500	4,500
ES05444604F2	00013344	30-05-1997	29-05-1998	PE	10	1997	132,22	30,43	30-10-1997			5,000	4,242
ES05444604J4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	10	1997	829,40	60,87	31-10-1997			4,950	4,950
ES05444604M8	00014070	15-10-1997	15-10-1998	PE	10	1997	3,606,07	4,35	14-10-1997			5,030	5,010
ES05444604N6	00014187	30-10-1997	30-10-1998	PE	10	1997	3,606,07	4,35	29-10-1997			4,700	4,700
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	11	1997	12,02	5,00	24-11-1997	105,665	105,665	4,749	4,595
ES05444603Q1	00011783	30-10-1996	30-04-1998	PE	11	1997	552,93	25,00	07-11-1997			4,700	4,600
ES05444603S7	00011905	15-11-1996	14-05-1998	PE	11	1997	87,15	10,00	11-11-1997			5,000	5,000
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	11	1997	3,01	5,00	14-11-1997			5,322	4,750
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	11	1997	1.763,97	45,00	28-11-1997			6,000	6,000
ES05444604E5	00013049	15-04-1997	15-04-1998	PE	11	1997	12,02	5,00	20-11-1997			4,484	4,026
ES05444604J4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	11	1997	378,64	55,00	20-11-1997			5,320	5,320
ES0244460392	00004518	15-10-1993	15-10-2003	OS	12	1997	9,195,48	9,52	26-12-1997	119,355	119,355	4,950	4,780
ES0244460384	00004519	15-10-1993	15-10-1998	OS	12	1997	420,71	9,52	09-12-1997	103,391	103,246	4,820	4,100
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	12	1997	6,382,75	57,14	31-12-1997			5,200	4,600
ES05444603V1	00012217	30-12-1996	30-12-1997	PE	12	1997	66,11	28,57	16-12-1997			4,760	4,760
ES05444603W9	00012218	30-12-1996	30-06-1998	PE	12	1997	1.803,04	4,76	30-12-1997			6,000	4,000
ES05444604B1	00012682	28-02-1997	02-03-1998	PE	12	1997	207,35	14,29	15-12-1997			6,000	4,800
ES05444604C9	00012819	17-03-1997	16-03-1998	PE	12	1997	15,03	9,52	24-12-1997			4,880	4,880
ES05444604D7	00012897	31-03-1997	30-03-1998	PE	12	1997	1.803,04	4,76	29-12-1997			4,900	4,900
ES05444604E5	00013049	15-04-1997	15-04-1998	PE	12	1997	12,02	4,76	16-12-1997			4,450	4,450
ES05444604F2	00013344	30-05-1997	29-05-1998	PE	12	1997	6,01	4,76	04-12-1997			4,450	4,450

El volumen nominal va expresado en miles de euros.



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: **HIDROELECTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.**

Entre las fechas: **01/01/1997** y **28/02/1999**

Cód.isin	Cód.Aiaf	Fech.emisión	Fecha vto.	Activo	Mes	Año	Vol.nominal	Frec.cotiz.	Última fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máxima	Mínima
ES05444604J4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	12	1997	21,04	9,52	18-12-1997	5,249	4,132	5,249	4,132
ES05444604O4	00014538	15-12-1997	15-12-1998	PE	12	1997	8,630,53	47,62	31-12-1997	4,740	3,916	4,740	3,916
ES05444604P1	00014539	15-12-1997	15-06-1999	PE	12	1997	7,212,14	4,76	18-12-1997	4,702	4,640	4,702	4,640
ES05444604Q9	00004518	30-12-1997	30-12-1998	PE	12	1997	6,010,01	4,76	24-12-1997	4,590	4,590	4,590	4,590
ES0244460392	00004518	15-10-1993	15-10-2003	OS	1	1998	6,010,12	10,00	22-01-1998	120,186	5,130	120,186	5,130
ES0244460384	00004519	15-10-1993	15-10-1998	OS	1	1998	30,05	10,00	09-01-1998	103,139	102,553	103,139	102,553
ES05444603S7	00011905	15-11-1996	14-05-1998	PE	1	1998	96,16	10,00	13-01-1998	4,870	4,400	4,870	4,400
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	1	1998	727,22	70,00	30-01-1998	4,540	3,480	4,540	3,480
ES05444604B1	00012682	28-02-1997	02-03-1998	PE	1	1998	18,03	5,00	26-01-1998	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444604C9	00012819	17-03-1997	16-03-1998	PE	1	1998	18,03	5,00	12-01-1998	4,800	4,800	4,800	4,800
ES05444604E5	00013049	15-04-1997	15-04-1998	PE	1	1998	162,27	9,02	30-01-1998	4,400	4,400	4,400	4,400
ES05444604F2	00013344	30-05-1997	29-05-1998	PE	1	1998	48,08	15,00	29-01-1998	4,500	4,250	4,500	4,250
ES05444604I6	00013623	15-07-1997	15-07-1998	PE	1	1998	2,109,55	30,00	29-01-1998	4,800	4,800	4,800	4,800
ES05444604J4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	1	1998	12,02	5,00	22-01-1998	4,520	4,520	4,520	4,520
ES05444604O4	00014538	15-12-1997	15-12-1998	PE	1	1998	564,95	55,00	23-01-1998	4,042	3,842	4,042	3,842
ES05444604Q9	00014668	30-12-1997	30-12-1998	PE	1	1998	1,202,02	5,00	16-01-1998	4,400	4,390	4,400	4,390
ES05444604S5	00014771	15-01-1998	15-01-1999	PE	1	1998	3,005,06	5,00	12-01-1998	4,510	4,510	4,510	4,510
ES05444604T3	00014772	15-01-1998	15-07-1999	PE	1	1998	1,803,04	5,00	27-01-1998	4,460	4,460	4,460	4,460
ES05444604V9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	1	1998	901,52	5,00	10-02-1998	4,330	4,330	4,330	4,330
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	2	1998	114,19	20,00	19-02-1998	4,060	2,970	4,060	2,970
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	2	1998	396,67	45,00	06-02-1998	3,666	3,541	3,666	3,541
ES05444604B1	00012682	28-02-1997	02-03-1998	PE	2	1998	9,02	5,00	25-02-1998	5,000	5,000	5,000	5,000
ES05444604F2	00013344	30-05-1997	29-05-1998	PE	2	1998	45,08	15,00	25-02-1998	4,350	4,250	4,350	4,250
ES05444604V9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	2	1998	219,37	40,00	17-02-1998	4,250	3,396	4,250	3,396
ES05444604U1	00014901	30-01-1998	30-07-1999	PE	2	1998	4,808,10	15,00	18-02-1998	4,343	4,280	4,343	4,280
ES05444604X5	00015025	16-02-1998	15-02-1999	PE	2	1998	3,005,06	15,00	06-03-1998	4,330	4,260	4,330	4,260
ES0244460384	00004519	15-10-1993	15-10-1998	OS	3	1998	12,02	4,76	09-03-1998	4,480	4,480	4,480	4,480
ES05444603S7	00011905	15-11-1996	14-05-1998	PE	3	1998	6,01	4,76	23-03-1998	4,050	4,050	4,050	4,050
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	3	1998	10,818,22	9,52	18-03-1998	4,460	4,410	4,460	4,410
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	3	1998	159,27	28,57	13-03-1998	3,708	3,462	3,708	3,462
ES05444604B1	00013344	30-05-1997	29-05-1998	PE	3	1998	3,01	4,76	25-03-1998	4,450	4,450	4,450	4,450
ES05444604C9	00013623	15-09-1997	15-07-1998	PE	3	1998	300,51	14,29	25-03-1998	4,200	4,000	4,200	4,000
ES05444604O4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	3	1998	1,803,04	4,76	25-03-1998	4,160	4,160	4,160	4,160
ES05444604K2	00013973	30-09-1997	30-09-1998	PE	3	1998	4,207,08	4,76	25-03-1998	4,215	4,180	4,215	4,180
ES05444604U1	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	3	1998	601,01	4,76	04-03-1998	4,130	4,130	4,130	4,130
ES05444604V9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	3	1998	132,22	9,52	04-03-1998	3,471	3,395	3,471	3,395

El volumen nominal va expresado en miles de euros.

Página: 6



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

Entre las fechas 01/01/1997 y 28/02/1999

Cód. Isin	Cód. Aiaf	Fecha emisión	Fecha vto.	Activo	Mes	Año	Vol. nominal	Frec. cotiz.	Ultima fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
ES05444604W7	00015024	16-02-1998	17-08-1998	PE	3	1998	826,39	4,76	05-03-1998	4,320	4,320		
ES05444604Y3	00015219	16-03-1998	15-03-1998	PE	3	1998	3.606,07	4,76	12-03-1998	4,170	4,170		
ES05444603S7	00011905	15-11-1996	14-05-1998	PE	4	1998	6,01	5,00	28-04-1998	6,000	6,000		
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	4	1998	63,11	25,00	27-04-1998	5,500	2,960		
ES05444603W9	00012218	30-12-1996	30-06-1998	PE	4	1998	1.202,02	40,00	23-04-1998	4,262	3,000		
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	4	1998	120,20	20,00	20-04-1998	5,500	3,312		
ES05444604F2	00013344	30-05-1997	29-05-1998	PE	4	1998	18,03	10,00	21-04-1998	4,450	4,100		
ES05444604I6	00013623	15-07-1997	15-07-1998	PE	4	1998	3.149,30	15,00	13-04-1998	4,435	4,279		
ES05444604J4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	4	1998	649,09	10,00	29-04-1998	3,700	5,559		
ES05444604L0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	4	1998	288,49	30,00	27-04-1998	3,346	3,700		
ES05444604N6	00014187	30-10-1997	30-10-1998	PE	4	1998	1.511,55	10,00	30-04-1998	4,250	3,700		
ES05444604W7	00015024	16-02-1998	17-08-1998	PE	4	1998	6,01	5,00	07-04-1998	4,305	4,305		
ES05444604Z0	00015446	15-04-1998	15-04-1999	PE	4	1998	3.606,07	5,00	13-04-1998	4,175	4,175		
ES05444603A0	00015529	30-04-1998	30-04-1999	PE	4	1998	2.404,05	5,00	28-04-1998	4,160	4,160		
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	5	1998	10.818,22	10,53	14-05-1998	4,418	4,400		
ES05444603U3	00012107	16-12-1996	15-06-1998	PE	5	1998	231,39	26,32	26-05-1998	3,680	2,950		
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	5	1998	75,13	26,32	25-05-1998	3,305	3,305		
ES05444604F2	00013344	30-05-1997	29-05-1998	PE	5	1998	78,13	10,53	11-05-1998	4,100	4,100		
ES05444604I4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	5	1998	54,09	5,26	27-05-1998	3,700	3,700		
ES05444604L0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	5	1998	504,85	57,89	28-05-1998	3,591	3,341		
ES05444604N6	00014187	30-10-1997	30-10-1998	PE	5	1998	2.094,53	47,37	21-05-1998	4,200	3,400		
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	6	1998	18.967,94	22,73	29-06-1998	4,410	4,196		
ES05444603Z2	00012448	30-01-1997	30-07-1998	PE	6	1998	51,09	13,64	26-06-1998	4,300	3,301		
ES05444604H8	00013542	30-06-1997	29-12-1998	PE	6	1998	12,02	9,09	23-06-1998	3,500	3,500		
ES05444604I4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	6	1998	384,65	18,18	19-06-1998	3,860	3,450		
ES05444604L0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	6	1998	318,54	36,36	23-06-1998	4,000	3,288		
ES05444604N6	00014187	30-10-1997	30-10-1998	PE	6	1998	21,04	9,09	29-06-1998	3,370	2,970		
ES05444604O4	00014538	15-12-1997	15-12-1998	PE	6	1998	255,43	31,82	25-06-1998	3,322	3,273		
ES05444604P1	00014539	15-12-1997	15-06-1999	PE	6	1998	4.549,66	13,64	12-06-1998	4,220	4,205		
ES05444604Q9	00014688	30-12-1997	30-12-1998	PE	6	1998	6.010,12	4,55	26-06-1998	4,255	4,200		
ES05444604R	00014669	30-12-1997	30-06-1999	PE	6	1998	2.253,80	9,09	30-06-1998	4,225	4,200		
ES05444604V9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	6	1998	3,01	4,55	11-06-1998	3,950	3,950		
ES05444603D4	00015796	15-06-1998	15-12-1999	PE	6	1998	3.606,07	9,09	12-06-1998	4,250	4,250		
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	7	1998	7.212,14	4,35	08-07-1998	4,300	4,260		
ES05444604H8	00013542	30-06-1997	29-12-1998	PE	7	1998	3,01	4,35	15-07-1998	5,250	5,250		
ES05444604L0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	7	1998	114,19	8,70	07-07-1998	3,594	3,286		

El volumen nominal va expresado en miles de euros.

Página: 7



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

Entre las fechas: 01/01/1997 y 28/02/1999

Cód. Isin	Cód. Alaf	Fech. emisión	Fecha vto.	Activo	Mes	Año	Vol. nominal	Frec. cotiz.	Última fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máxima	Mínima
ES05444604N6	00014187	30-10-1997	30-10-1998	PE	7	1998	1.211,04	17,39	29-07-1998	4.340	2.720	3,700	3,268
ES05444604O4	00014538	15-12-1997	15-12-1998	PE	7	1998	345,58	52,17	27-07-1998	3.700	3.268	3,897	3,299
ES05444604R7	00014669	30-12-1997	30-06-1999	PE	7	1998	402,68	47,83	30-07-1998	4.230	3.800	4.165	4.165
ES05444604S5	00014771	15-01-1998	15-01-1999	PE	7	1998	2.404,05	43,48	28-07-1998	4.165	4.165	4.250	3.276
ES05444604T3	00014772	15-01-1998	15-07-1999	PE	7	1998	3.005,06	4,35	10-07-1998	4.250	3.276	4.145	4.120
ES05444604V9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	7	1998	222,37	17,39	31-07-1998	4.145	4.120	3.800	3.800
ES05444604U1	00014901	30-01-1998	30-07-1999	PE	7	1998	4.207,08	4,35	24-07-1998	3.800	3.800	6.153	6.153
ES05444604I8	00013542	30-06-1997	29-12-1998	PE	8	1998	3,01	4,76	04-08-1998	3.800	3.800	3.565	3.390
ES05444604J4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	8	1998	36,06	4,76	07-08-1998	6.153	6.153	5.300	3.466
ES05444604R7	00014669	30-12-1997	30-06-1999	PE	8	1998	132,22	19,05	31-08-1998	5.300	3.466	3.440	3.440
ES05444604V9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	8	1998	579,98	76,19	27-08-1998	5.000	3.450	3.204	2.961
ES05444604J4	00013877	15-09-1997	15-09-1998	PE	9	1998	48,08	4,55	03-09-1998	5.000	3.450	4.000	4.000
ES05444604I0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	9	1998	588,99	9,09	30-09-1998	3.390	3.390	3.650	3.650
ES05444604N6	00014187	30-10-1997	30-10-1998	PE	9	1998	12,02	9,09	18-09-1998	3.204	2.961	3.815	3.815
ES05444604O4	00014538	15-12-1997	15-12-1998	PE	9	1998	192,32	22,73	30-09-1998	4.000	4.000	3.700	3.700
ES05444604Q9	00014668	30-12-1997	30-12-1998	PE	9	1998	282,48	4,55	30-09-1998	4.000	4.000	3.367	3.367
ES05444604R7	00014669	30-12-1997	30-06-1999	PE	9	1998	66,11	9,09	02-09-1998	3.390	3.390	3.815	3.815
ES05444604S5	00014771	15-01-1998	15-01-1999	PE	9	1998	75,13	4,55	24-09-1998	6.519	3.367	3.750	3.072
ES05444604V9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	9	1998	81,14	27,27	24-09-1998	3.700	3.600	3.500	3.500
ES05444605C6	00015711	29-05-1998	31-05-1999	PE	9	1998	300,51	4,55	18-09-1998	3.750	3.072	4.000	3.300
ES05444604I0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	10	1998	928,56	42,86	30-10-1998	3.700	3.600	3.600	3.600
ES05444604O4	00014538	15-12-1997	15-12-1998	PE	10	1998	60,10	28,57	30-10-1998	3.800	3.500	3.780	3.750
ES05444604Q9	00014668	30-12-1997	30-12-1998	PE	10	1998	78,13	9,52	13-10-1998	4.000	3.300	3.580	3.580
ES05444604S5	00014771	15-01-1998	15-01-1999	PE	10	1998	1.968,31	52,38	30-10-1998	5.000	3.600	3.047	3.047
ES05444604V9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	10	1998	4.817,11	19,05	29-10-1998	3.700	3.050	3.600	3.600
ES05444604Z0	00015446	15-04-1998	15-04-1999	PE	10	1998	634,07	23,81	06-10-1998	3.780	3.750	3.580	3.580
ES05444605C6	00015711	29-05-1998	31-05-1999	PE	10	1998	1.803,04	9,52	06-10-1998	3.580	3.047	3.590	3.590
ES05444605F9	00016380	30-09-1998	30-09-1999	PE	10	1998	6.112,29	19,05	28-10-1998	3.600	3.000	2.823	2.823
ES05444605G7	00016460	15-10-1998	15-10-1999	PE	10	1998	47,62	47,62	30-10-1998	3.500	2.823	3.600	3.600
ES05444605H5	00016461	15-10-1998	14-04-2000	PE	10	1998	6.310,63	9,52	20-10-1998	3.580	3.580	3.500	3.500
ES05444605I1	00016534	30-10-1998	29-10-1999	PE	10	1998	6.010,12	4,76	28-10-1998	3.500	2.823	3.600	3.600
ES05444605J0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	11	1998	700,18	57,89	30-11-1998	3.500	2.823	3.500	3.500
ES05444605K0	00014538	15-12-1997	15-12-1998	PE	11	1998	72,12	5,26	05-11-1998	3.600	3.600	3.850	3.850
ES05444605L5	00014771	15-01-1998	15-01-1999	PE	11	1998	3.609,08	15,79	06-11-1998	5.000	3.500	3.745	3.745
ES05444605M5	00014900	30-01-1998	15-01-1999	PE	11	1998	36,06	10,53	25-11-1998	5.000	3.500	3.000	3.000
ES05444604X3	00015025	16-02-1998	15-02-1999	PE	11	1998	2.800,72	15,79	26-11-1998	3.745	3.000		

El volumen nominal va expresado en miles de euros.



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

Entre las fechas 01/01/1997 y 28/02/1999

Cód. Isin	Cód. Aliaf	Fech. emisión	Fecha vto.	Activo	Mes	Año	Vol. nominal	Frec. cotiz.	Ultima fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máxima	Mínima
ES05444604Z0	00015446	15-04-1998	15-04-1999	PE	11	1998	438,74	42,11	25-11-1998	3,400	3,400	3,400	3,000
ES05444605A0	00015529	30-04-1998	30-04-1999	PE	11	1998	300,51	5,26	12-11-1998	3,570	3,570	3,570	3,570
ES05444605F9	00016380	30-09-1998	30-09-1999	PE	11	1998	114,19	31,58	30-11-1998	3,046	3,046	3,046	2,995
ES05444605G7	00016460	15-10-1998	15-10-1999	PE	11	1998	153,26	15,79	05-11-1998	3,250	3,250	3,250	3,200
ES05444605J1	00016633	16-11-1998	15-11-1999	PE	11	1998	10,018,87	10,53	16-11-1998	3,540	3,540	3,540	3,530
ES05444605K9	00016691	30-11-1998	01-03-1999	PE	11	1998	3,606,07	10,53	27-11-1998	3,710	3,710	3,710	3,710
ES05444605L7	00016693	30-11-1998	30-11-1999	PE	11	1998	1,598,69	10,53	27-11-1998	3,550	3,550	3,550	3,550
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	12	1998	12,02	5,00	16-12-1998	101,665	101,665	5,007	5,007
ES05444604L0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	12	1998	336,57	45,00	30-12-1998	3,300	3,300	2,575	2,575
ES05444604R7	00014669	30-12-1997	30-06-1999	PE	12	1998	1,298,19	5,00	10-12-1998	3,150	3,150	3,050	3,050
ES05444604S5	00014771	15-01-1998	15-01-1999	PE	12	1998	3,01	5,00	29-12-1998	3,000	3,000	2,500	2,500
ES05444604Y9	00014900	30-01-1998	29-01-1999	PE	12	1998	3,01	5,00	22-12-1998	3,400	3,400	3,000	3,000
ES05444604X5	00015025	16-02-1998	15-02-1999	PE	12	1998	387,65	30,00	23-12-1998	3,400	3,400	2,750	2,750
ES05444604Y3	00015219	16-03-1998	15-03-1999	PE	12	1998	1,202,02	5,00	14-12-1998	3,185	3,185	3,185	3,185
ES05444604Z0	00015446	15-04-1998	15-04-1999	PE	12	1998	309,52	15,00	21-12-1998	3,350	3,350	2,750	2,750
ES05444605C6	00015711	29-05-1998	31-05-1999	PE	12	1998	414,70	35,00	23-12-1998	3,400	3,400	2,900	2,900
ES05444605D4	00015796	15-06-1998	15-12-1999	PE	12	1998	2,884,86	10,00	14-12-1998	3,195	3,195	3,190	3,190
ES05444605E2	00015896	30-06-1998	30-12-1999	PE	12	1998	1,502,53	5,00	30-12-1998	3,100	3,100	3,100	3,100
ES05444605F9	00016380	30-09-1998	30-09-1999	PE	12	1998	414,70	50,00	24-12-1998	3,042	3,042	2,592	2,592
ES05444605G7	00016460	15-10-1998	15-10-1999	PE	12	1998	24,04	5,00	07-12-1998	4,250	4,250	4,250	4,250
ES05444605L7	00016693	30-11-1998	30-11-1999	PE	12	1998	3,209,40	5,00	24-12-1998	3,100	3,100	3,100	3,100
ES05444605M5	00016887	30-12-1998	30-06-2000	PE	12	1998	3,005,06	5,00	29-12-1998	3,134	3,134	3,134	3,134
ES0244460400	00006417	14-06-1994	14-06-1999	OS	1	1999	18,03	15,79	25-01-1999	3,300	3,300	3,300	3,200
ES05444604L0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	1	1999	1,890,18	57,89	28-01-1999	3,080	3,080	2,500	2,500
ES05444604R7	00014669	30-12-1997	30-06-1999	PE	1	1999	4,399,41	63,16	26-01-1999	3,100	3,100	1,330	1,330
ES05444604T3	00014772	15-01-1998	15-07-1999	PE	1	1999	2,404,05	5,26	14-01-1999	3,035	3,035	3,035	3,035
ES05444604U1	00014901	30-01-1998	30-07-1999	PE	1	1999	12,02	5,26	26-01-1999	2,500	2,500	2,500	2,500
ES05444604X5	00015025	16-02-1998	15-02-1999	PE	1	1999	3,01	5,26	04-01-1999	3,750	3,750	3,750	3,750
ES05444604Z0	00015446	15-04-1998	15-04-1999	PE	1	1999	1,205,03	10,53	27-01-1999	4,149	4,149	3,085	3,085
ES05444605D4	00015796	15-06-1998	15-12-1999	PE	1	1999	9,02	5,26	13-01-1999	2,800	2,800	2,800	2,800
ES05444605F9	00015896	30-06-1998	30-12-1999	PE	1	1999	5,998,10	31,58	25-01-1999	2,650	2,650	2,650	2,650
ES05444605H2	00016380	30-09-1998	30-09-1999	PE	1	1999	132,22	31,58	29-01-1999	2,688	2,688	2,391	2,391
ES05444605H9	00016886	15-01-1999	17-01-2000	PE	1	1999	3,005,06	5,26	14-01-1999	3,035	3,035	3,035	3,035
ES05444605O1	00017064	29-01-1999	31-01-2000	PE	1	1999	6,010,12	10,53	27-01-1999	2,960	2,960	2,960	2,960
ES05444605P8	00017065	29-01-1999	28-07-2000	PE	1	1999	2,404,05	10,53	27-01-1999	2,990	2,990	2,990	2,990
ES05444604L0	00013974	30-09-1997	30-03-1999	PE	2	1999	243,41	25,00	26-02-1999	2,870	2,870	2,870	2,870

El volumen nominal va expresado en miles de euros.



MERCADO DE RENTA FIJA S.A.

Operaciones contratadas sobre emisiones admitidas a cotización de: HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

Entre las fechas 01/01/1997 y 28/02/1999

Cód.isin	Cód.Aiaf	Fech.emisión	Fecha.vto.	Activo	Mes	Año	Vol.nominal	Frec.cotiz.	Ultima fecha	Precios		TIR	
										Máximo	Mínimo	Máxima	Mínima
ES05444604R7	00014669	30-12-1997	30-06-1999	PE	2	1.999	12,02	5,00	10-02-1999	2,950	2,950	2,950	2,950
ES05444604U1	00014901	30-01-1998	30-07-1999	PE	2	1.999	39,07	10,00	16-02-1999	2,750	2,750	2,750	2,000
ES05444604Z0	00015446	15-04-1998	15-04-1999	PE	2	1.999	3,01	5,00	08-02-1999	2,449	2,449	2,449	2,449
ES05444605D4	00015796	15-06-1998	15-12-1999	PE	2	1.999	21,04	10,00	26-02-1999	2,600	2,600	2,600	2,500
ES05444605E2	00015896	30-06-1998	30-12-1999	PE	2	1.999	12,02	5,00	10-02-1999	2,800	2,800	2,800	2,800
ES05444605F9	00016380	30-09-1998	30-09-1999	PE	2	1.999	324,55	30,00	23-02-1999	2,439	2,439	2,439	2,390
ES05444605O1	00017064	29-01-1999	31-01-2000	PE	2	1.999	54,09	25,00	26-02-1999	2,650	2,650	2,650	2,386
ES05444605Q6	00017295	24-02-1999	28-05-1999	PE	2	1.999	1.803,04	5,00	23-02-1999	3,040	3,040	3,040	3,040
ES05444605R4	00017296	24-02-1999	30-08-1999	PE	2	1.999	4.207,08	5,00	24-02-1999	3,015	3,015	3,015	2,996

El volumen nominal va expresado en miles de euros.

Página: 10

II.31.3. Se ha establecido un mecanismo de liquidez para el inversor en general y en base a las condiciones establecidas en la Orden del 31 de Julio de 1991 (BOE 12.08.91) sobre valores de elevada liquidez, para los pagarés amparados por el presente folleto, en base al cual el emisor ha formalizado con el Banco Herrero un contrato de compromiso de liquidez, cuyas condiciones básicas son las siguientes:

La liquidez que el BANCO ofrecerá a los titulares de los referidos pagarés, sólo se hará extensiva a los emitidos al amparo de este programa, hasta un importe máximo en cartera del banco equivalente en cada momento al 10% del saldo vivo nominal emitido del programa de pagarés.

El BANCO como creador de mercado cotizará precios de compra y venta de los pagarés de la emisión aquí referenciados, una vez admitidos a negociación en el Mercado AIAF. Los precios ofrecidos por el BANCO serán vinculantes para importes nominales por operación de hasta 500.000 euros (83.193.000 pesetas).

La cotización de precios de venta estará sujeta a la disponibilidad del papel en el mercado, comprometiéndose el BANCO a actuar con la máxima diligencia e interés para localizar pagarés con los que corresponder a la demanda de clientes y/o del Mercado, bien en su propia cartera o en la de otras Entidades, bien acudiendo al Emisor para que facilite el papel emitiendo pagarés mediante negociación telefónica directa, si bien, el Emisor no se compromete a emitir pagarés siempre que el Banco así lo solicite.

Los precios de compra y de venta están en función de las condiciones de mercado, si bien, el BANCO podrá decidir los precios de compra o venta que cotiche y cambiar ambos cuando lo considere oportuno. Estos precios representarán las rentabilidades que el BANCO considere prudente establecer en función de su percepción de la situación y perspectivas de los mercados de Renta Fija en general, si bien la diferencia entre los precios de compra y venta no podrá ser superior a CINCUENTA (50) PUNTOS BASICOS. El BANCO no tendrá que comunicar ni justificar al EMISOR los precios que tenga fijados en cada momento.

El BANCO a través del Mercado de la A.I.A.F. se obliga a cotizar diariamente los precios de compra y venta y a difundir, con la periodicidad que los volúmenes contratados lo requiera, los indicados volúmenes y vencimientos de los pagarés contratados, utilizando los servicios de

Reuter. Asimismo, la Entidad de Contrapartida podrá utilizar cualquier otro medio publicitario para dar difusión a los pagarés negociados.

Los precios de compra o venta se expresarán en tipos de interés nominal, expresado en TANTO POR CIENTO (%) en base a un año de TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) DIAS, y en interés simple para los pagarés con plazo de vencimiento hasta TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) DIAS inclusive, y en interés compuesto para plazos de vencimiento superiores a aquél.

El BANCO no garantiza, ni avala, ni establece pacto de recompra, ni asume responsabilidad alguna en este documento respecto del buen fin de los pagarés. Asimismo, no asume, ni realiza ningún juicio sobre la solvencia del EMISOR.

El Banco queda exonerado de su responsabilidad de liquidez ante cambios en el actual entorno legal que puedan afectar de forma sustancial a la compra o venta de los pagarés por parte del Banco, o que afecten sustancialmente a la operativa habitual de las Entidades de Crédito.

En cualquier caso la resolución o vencimiento del contrato deberá comunicarse por el Banco a Hidrocantábrico con un mes de antelación a la fecha que se pretenda sea efectiva, con la finalidad de que pueda formalizar un nuevo contrato de liquidez. Una vez resuelto definitivamente el contrato, se mantendrá por el Banco la liquidez para los pagarés emitidos con anterioridad y hasta el vencimiento de los mismos. Asimismo, Hidrocantábrico, en este caso, se compromete a formalizar un nuevo contrato que sustituya al anterior y proporcione liquidez a los pagarés emitidos hasta la finalización del Programa.

CAPITULO III.- El emisor y su capital.

III.1. Identificación y objeto social:

III.1.1. El domicilio social, así como las Oficinas Centrales de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (Hidrocantábrico) están situadas en Oviedo, plaza de la Gesta, 2, C.P. 33007; C.I.F. A-33000944. Tiene oficinas en Madrid, calle Serrano nº 71, 2ª planta, C.P. 28006.

III.1.2. Tal como se expone en el artículo 2º de los Estatutos, el objeto de la Sociedad es la construcción y la explotación del Salto de Agua de Somiedo y de cualesquiera otros dentro o fuera de la Provincia. Podrá también dedicarse a cualquier otra industria relacionada con aquélla o derivada de la misma en el campo energético, tal como la producción, almacenamiento, transporte, distribución, suministro y comercialización, en su caso, de fluido eléctrico (procedente de orígenes térmicos, nucleares, de hidrocarburos de todas clases, eólicos, solares, o de cualquier otra fuente alternativa) y de gases combustibles.

Prestar servicios públicos, como abastecimientos de aguas, recogida, tratamiento y depósito de basuras y servicios dirigidos a terceros, como la ingeniería, la informática, las telecomunicaciones y otros servicios.

La Sociedad desarrollará las actividades de producción de energía eléctrica en el régimen ordinario, así como el transporte, intercambios internacionales, distribución, suministro y comercialización, en su caso, en el sistema integrado bien directamente, bien indirectamente mediante la titularidad de acciones o participaciones en sociedades o entidades cuyo objeto social se ajuste a las exigencias de la normativa vigente.

Las demás actividades de su objeto social, incluidas otras actividades eléctricas, como las realizadas en el régimen especial del sistema integrado o en el sistema independiente las desarrollará la Sociedad de modo indirecto, mediante la titularidad de acciones o participaciones en sociedades o entidades con objeto social análogo o idéntico a lo enunciado en los párrafos primero y segundo de este artículo.

Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. está encuadrada dentro del Sector Eléctrico y su C.N.A.E. es el 40.10, producción y distribución de energía eléctrica.

III.2. Informaciones legales:

- III.2.1. Esta Sociedad fue constituida en Oviedo, el 4 de Diciembre de 1919 y se inscribió en el Registro Mercantil de dicha ciudad el día 29 de Marzo de 1920, en el libro 21 de la Sección de Sociedades, folio 135, hoja 1.059.

De acuerdo con el artículo 3º de los Estatutos la duración de la Sociedad es por tiempo indefinido.

Sin perjuicio de que en el Registro Mercantil de Oviedo, puedan ser examinados los Estatutos Sociales, éstos y los estados contables y económico-financieros y los informes de auditoría, así como cualquier otro tipo de información relativa al presente folleto puede consultarse en el domicilio social de la Empresa, Plaza de la Gesta, nº 2, Oviedo, teléfono (98) 523 03 00.

El presente folleto está a disposición del público, gratuitamente, en el domicilio social de Hidroeléctrica del Cantábrico, Plaza de la Gesta nº 2, Oviedo, C.P. 33007 y en el de las entidades colaboradoras relacionadas en el punto II.10.

- III.2.2. De acuerdo con el artículo 11º de sus Estatutos, Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. se define como Sociedad Anónima Mercantil y se rige por sus Estatutos y en su defecto por los preceptos de la Ley sobre Régimen Jurídico de las Sociedades Anónimas y demás disposiciones de general obligatoriedad y observancia. Además de los anteriores, por su actividad está sujeta a la regulación específica del sector eléctrico.

III.3. Informaciones sobre el capital:

- III.3.1. El Capital Social de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. a 31.12.98 y a la fecha de este folleto es de 37.732.256.000 pesetas, encontrándose totalmente suscrito y desembolsado.

- III.3.2. El Capital Social de la Empresa está representado por 37.732.256 acciones al portador de 1.000 pesetas nominales cada una, con idénticos derechos políticos y económicos, mediante el sistema de anotaciones en cuenta. No existen diferentes series.

La implantación del euro en toda la Unión Europea lleva aparejada, entre otras obligaciones, la de redenominar el capital social de las compañías en euros en el periodo comprendido entre enero de 1999 y diciembre del 2001. Las Bolsas españolas han sido las primeras en adelantarse a cumplir esa exigencia y desde el 1º de enero de 1999 los mercados bursátiles vienen operando ya en la moneda única europea.

En este contexto, la pasada Junta General de Hidrocantábrico de fecha 23.04.99 tomó la decisión de denominar el capital social en euros, que persigue cubrir un doble objetivo. En primer lugar, dar cumplimiento a la exigencia legal antes señalada y en segundo término, estar en sintonía con el funcionamiento de los mercados bursátiles, que desde primeros de año ya vienen operando en la nueva moneda. En este proceso de redenominación del capital se procederá también al ajuste técnico del valor nominal de la acción al céntimo de euro más próximo y, después, se reducirá el capital en la cuantía necesaria para que el valor nominal de la acción quede fijado en 6 euros redondos. Además la Junta aprobó un “split” del capital o lo que es lo mismo proceder a una división del valor nominal de las acciones que se formalizará en el plazo administrativo más breve posible. En tal sentido se dividirá el valor nominal de la acción por tres, mediante el canje de una acción de 6 euros de valor nominal por tres acciones de nueva creación de 2 euros de valor nominal cada una. Con esta operación de “split” se persigue esencialmente abaratar el precio absoluto de la acción para hacerlo más accesible a todo tipo de inversores y acercarlo a niveles próximos a los de otras compañías eléctricas. Con ello esperamos favorecer la liquidez de la acción en los mercados bursátiles, y consecuentemente impulsar al alza la cotización de la misma.

La Entidad encargada de su registro contable es el Servicio de Liquidación y Compensación de Valores con dirección: C/Orense, 34 – 28020 Madrid.

- III.3.3. En los tres últimos ejercicios el capital social de la sociedad no ha sufrido variación alguna.

- III.3.4. En la actualidad no existe ningún empréstito de obligaciones convertibles, canjeables o con “warrants”.
- III.3.5. No existen títulos que representen ventajas atribuidas a fundadores o promotores.
- III.3.6. En el punto quinto del Orden del Día, la Junta General de Accionistas celebrada el 18 de Junio de 1998 acuerda autorizar al Consejo de Administración para que, en un plazo de cinco años a contar desde el día 18 de Junio de 1998, pueda aumentar el capital social en una o varias veces, en la forma, requisitos y cuantía que señala el artículo 153.1.b de la Ley de Sociedades Anónimas. La cuantía máxima autorizada, equivalente a la mitad del capital social en el momento de iniciarse la Junta, es de 18.866.128.000 pesetas. El mencionado aumento de capital podrá realizarse bajo cualquiera de las formas que resulten ser legalmente posibles, pero siempre con sujeción a las normas vigentes.

En el apartado primero del quinto punto del Orden del Día, la Junta General de Accionistas celebrada el 28 de Mayo de 1994, acuerda facultar al Consejo de Administración para emitir, en una o varias veces, series numeradas de obligaciones o bonos convertibles en acciones de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., con derechos de preferente suscripción para los accionistas, obligacionistas y bonistas (titulares de obligaciones y bonos convertibles en acciones, en su caso), con arreglo a las siguientes condiciones de emisión y bases y modalidades de conversión:

La cuantía total máxima de las emisiones será de 20.000 millones de pesetas o un equivalente en moneda extranjera, en la fecha de la emisión, pudiendo estar sujeta a Derecho Extranjero en este último caso. Las obligaciones o bonos serán de un valor nominal de 10.000 pesetas cada uno, o múltiplo de 10.000 pesetas cuando se emitan en esta moneda, y múltiplo de 10 si la emisión es en moneda extranjera, e irán numerados correlativamente desde el número uno y podrían estar representados por títulos o anotaciones en cuenta. El tipo de interés será fijado por el Consejo de Administración de la Sociedad en función de las condiciones del mercado existentes en cada momento para este tipo de valores las obligaciones o bonos se amortizarán en los plazos que en cada caso determine el Consejo de Administración en atención a las condiciones del

mercado con un máximo de 20 años. Las obligaciones o bonos que se emitan, en cumplimiento de este acuerdo, podrán convertirse en acciones de la Sociedad conforme a las siguientes bases y modalidades de Conversión:

- 1º.- A los efectos de la conversión, las obligaciones o bonos se computarán por su valor nominal.
- 2º.- Las acciones que se emitan para la conversión de las obligaciones o bonos que acudan a la misma se valorarán de acuerdo con el procedimiento siguiente:
 - Al cambio medio de cotización de las acciones de la Sociedad en el Mercado Continuo durante un plazo no superior a seis meses ni inferior a uno, finalizando dicho plazo, al menos ocho días antes de la fecha de conversión, e incrementado o disminuido dicho cambio medio en un porcentaje comprendido entre más o menos un 20%.

La Conversión de las obligaciones o bonos se realizará en una o varias fechas predeterminadas que se fijarán en la escritura de emisión de cada una de las emisiones que se efectúen, dentro de un plazo máximo de 20 años a partir de la fecha de emisión de cada una de ellas.

En el segundo apartado del mismo punto quinto del Orden del día, la Junta General de Accionistas faculta al Consejo de Administración para ampliar el Capital Social de conformidad con lo previsto en el artículo 292.1 en la Ley de Sociedades Anónimas, en una o varias veces, en la fecha o fechas que se determinen (sin derecho de suscripción preferente, según el artículo 159.2 de la Ley de Sociedades Anónimas), para atender a la conversión o conversiones de las obligaciones o bonos que se acuerde emitir, y en la cuantía o cuantías que resulten necesarias para este fin, conforme a las bases o modalidades de conversión establecidas anteriormente, emitiendo las correspondientes acciones, y modificando en lo preciso el artículo 4º de los Estatutos Sociales. Este acuerdo se adopta con independencia y sin perjuicio del capital amortizado en el punto 6º del Orden del Día.

En el apartado 3º del punto quinto del Orden del Día de la referida Junta General de Accionistas se acuerda delegar en el Consejo de

Administración, de conformidad con lo establecido en el artículo 283 del Reglamento del Registro Mercantil, aprobado por el Real Decreto 1597/1989, de 29 de Diciembre, la facultad de determinar en un plazo máximo de cinco días, todos los demás extremos de las emisiones que se acuerdan.

En el primer punto del Orden del Día de la Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 30 de Mayo de 1992 se aprueba realizar una emisión de obligaciones convertibles en acciones de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. con derechos de opción (“warrants”) sobre acciones de nueva emisión, sometida a las condiciones más adelante enumeradas y con las características de emisión detalladas a continuación:

1º.- Condición Suspensiva.

La emisión de las obligaciones convertibles con warrants dependerá suspensivamente de la realización de uno cualquiera de los siguientes supuestos:

i) el presente supuesto consistirá en que se produzca sucesivamente los siguientes hechos:

que de acuerdo con el artículo 17.4 del Real Decreto 1997/1991 (de 26 de Julio) la Comisión Nacional del Mercado de Valores comunique a Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. el acuerdo de autorización de una oferta pública de adquisición de valores (OPA) sobre valores de dicha sociedad; que en la Junta General de Accionistas de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. que será convocada por el Consejo de Administración para ser celebrada dentro de los treinta días siguientes a la comunicación practicada por la Comisión Nacional del Mercado de Valores no se apruebe con el quórum y las mayorías legalmente exigidas la revocación del presente acuerdo de emisión de obligaciones convertibles; y además que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 27.2 del Real Decreto 1197/1991 (de 26 de Julio) sobre régimen de las ofertas públicas de adquisición de valores, se publique que ha alcanzado un resultado positivo una oferta pública de adquisición de valores (OPA) sobre valores Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.; o

ii) que una persona física o jurídica llegue a ser propietaria de acciones que representan una participación igual o superior al 25% en el capital de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

A estos efectos se considerarán propiedad de una misma persona los títulos a que se refiere el artículo 2 del Real Decreto 1197/1991 (de 26 de Julio).

Ocurrido uno cualquiera de estos hechos, la producción del otro o la repetición de cualquiera de ellos no tendrá ninguna consecuencia.

En el momento de redacción del presente folleto no se ha hecho uso de ninguna de las autorizaciones precedentes.

- III.3.7. La Junta General de Accionistas, referida de 18.06.1998, acuerda por unanimidad incluir en los Estatutos Sociales la siguiente Disposición Adicional y Transitoria:

“Se autoriza al Consejo de Administración para que en un plazo de cinco años, a contar desde el día 18 de Junio de 1998, pueda aumentar el Capital Social, en una o varias veces, en la forma requisitos y cuantía que señala el artículo 153.1.b) de la Ley sobre Régimen Jurídico de las Sociedades Anónimas, cuya cuantía máxima autorizada es de dieciocho mil ochocientos sesenta y seis millones ciento veintiocho mil pesetas (18.866.128.000 pesetas). El mencionado aumento de capital podrá realizarse en cualquiera de las formas previstas en la legislación vigente”.

La Disposición Adicional y Transitoria que es objeto de esta redacción, sustituye y deja sin efecto cualquier otro precepto estatutario por el que se hubiese otorgado al Consejo de Administración la facultad de aumentar el capital social, con arreglo al mencionado artículo 153.1.b) de la Ley de Régimen Jurídico de Sociedades Anónimas, u otro análogo.

Este acuerdo ha sido tomado con observancia de los artículos 153.1.b) y 2, y 144.1.a), b) y c) de la Ley de Sociedades Anónimas, según consta en la documentación de la Sociedad.

- III.4. En el momento de redacción del presente folleto, Hidroeléctrica del Cantábrico posee 1.303.680 acciones propias, lo que representa un 3,46% del Capital.

Durante el ejercicio 1997 la Sociedad no ha realizado operaciones de autocartera. En 1998 se han adquirido, a un precio medio de compra de 7.415 pesetas, 836.000 acciones. En los cuatro primeros meses del año

1999 se han comprado 153.352 acciones a un precio medio de 43,52 euros (7.241 pesetas) y se han vendido 99.672 acciones a un precio medio de 48,34 euros (8.043 pesetas) con un beneficio de 1.041.538,69 euros (173 millones de pesetas).

En el punto sexto del Orden del Día, la Junta General celebrada el 18 de Junio de 1998 acuerda autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de la Sociedad, directamente o a través de Sociedades del Grupo de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., mediante compra de las mismas, a un precio mínimo equivalente al valor histórico más bajo de cotización y máximo del valor más alto histórico de cotización de la acción, con un incremento del 5% sobre el mismo, autorización que estará en vigor durante un plazo de dieciocho meses, contados a partir del 18 de Junio de 1998; con un límite de forma que el valor nominal de las acciones adquiridas, sumadas al de las que ya posea la Sociedad y sus filiales, no exceda del 5 por 100 del Capital Social; y con observancia, en todo caso, de la Disposición Adicional Primera de la Ley de Sociedades Anónimas, y de todas las normas que sean aplicables.

Del mismo modo se acuerda ratificar todas las adquisiciones realizadas con anterioridad a la fecha de la Junta General.

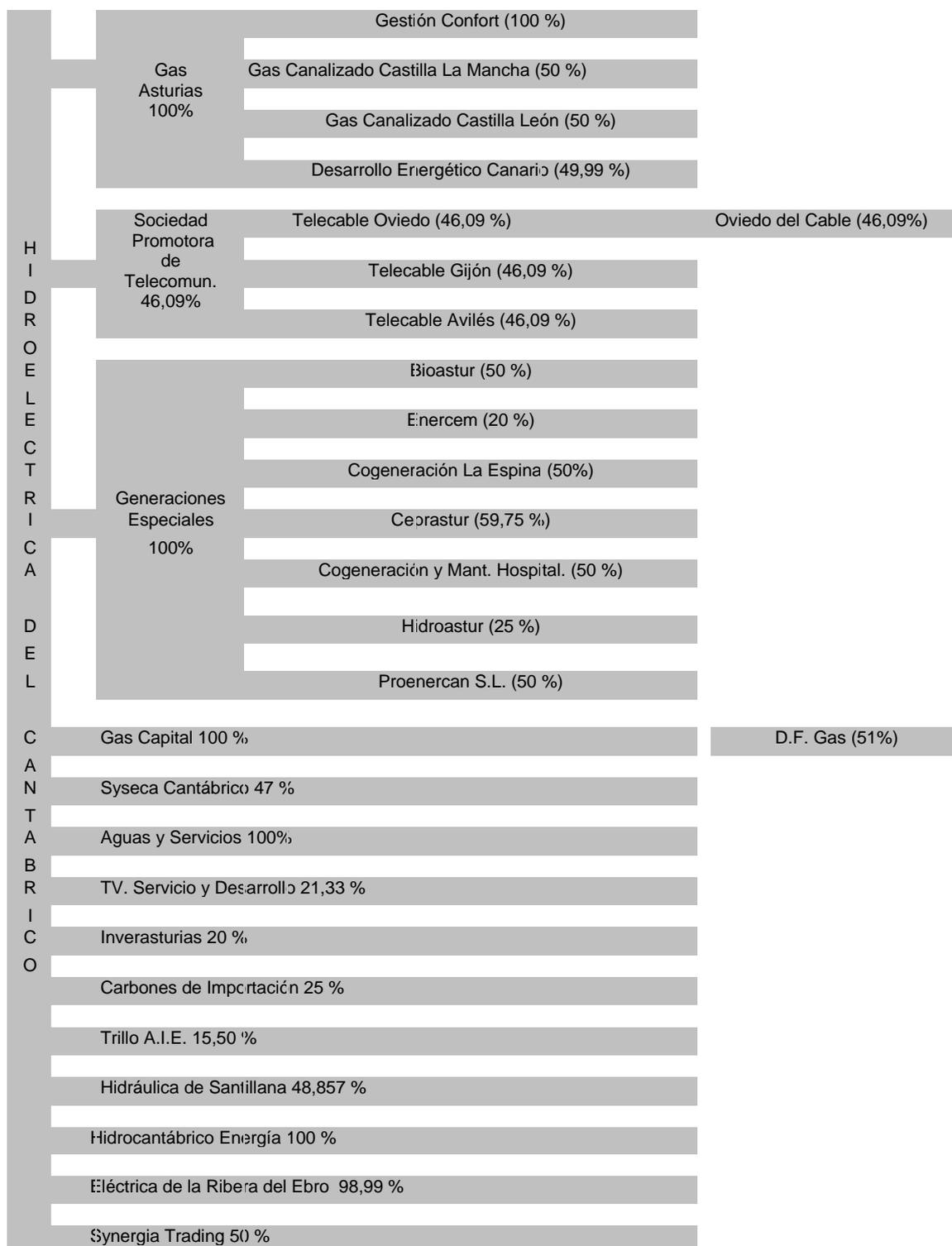
III.5. Beneficios y dividendos brutos por acción en los tres últimos años

	INDIVIDUAL			CONSOLIDADO		
	1.996	1.997	1.998	1.996	1.997	1.998
Beneficio del Ejercicio	15.394	14.572	14.384	16.485	15.448	15.562
Capital Suscrito	37.732	37.732	37.732	37.732	37.732	37.732
Nº Acciones fin del ejercicio	37.732.256	37.732.256	37.732.256	37.732.256	37.732.256	37.732.256
Dividendo por acción (Pta.)	200,00	215,00	225,00	200,00	215,00	225,00
Beneficio por acción (Pta.)	407,98	386,19	381,21	436,89	409,41	412,43
PER	12,15	17,30	20,62	11,34	16,32	19,06
Pay - Out (%)	49%	56%	59%	46%	53%	55%

Habiéndose producido la circunstancia de que, por algunos medios de información, se ha detectado la existencia de negociaciones en curso entre Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y Eastern Group, Plc., y su matriz Texas Utilities Co. referentes a un Convenio sobre los sectores eléctrico y gasístico, se suspendió la cotización en Bolsa de las acciones Hidrocantábrico durante una hora y media aproximadamente del día 10/12/98.

En la misma fecha se comunica a la C.N.M.V., como Hecho Relevante, la existencia de tales negociaciones.

III.6. Hidroeléctrica del Cantábrico es cabeza del grupo indicado a continuación



III.7. Datos de las sociedades participadas relativas al ejercicio 1998

	PARTICIP. DIRECTA (%)	PARTICIP. INDIRECTA (%)	CAPITAL (Mpta.)	RESERVAS (Mpta.)	RESULTADO BRUTO EJERCICIO (Mpta.)	VALOR EN LIBROS (*) (Directa) (Mpta.)	VALOR EN LIBROS (Indirecta) (Mpta.)
GAS DE ASTURIAS	100,00		1.597	6.116	1.292	1.597	
GESTION CONFORT (*)		100,00	10	35	2		10
GAS CANALIZADO DE CASTILLA LA MANCHA (*)		50,00	10		-3		1
GAS CANALIZADO DE CASTILLA LEON (*)		50,00	10				1
DESARROLLOS ENERGETICOS CANARIOS (*)		49,99	10				1
SOC. PROMOTORA DE TELECOMUNICACIONES (*)	46,09		3.200	-285	-360	1.178	
TELECABLE OVIEDO (*)		46,09	850	-10	-89		756
OVIEDO DE CABLE (*)		46,09	480	-216	-36		446
TELECABLE GIJON (*)		46,09	1.400	-208	-196		100
TELECABLE AVILES (*)		46,09	675	-118	-90		470
GENERACIONES ESPECIALES (*)	100,00		830	54	15	480	
BIOASTUR (*)		50,00	10	40	6		5
ENERCEM (*)		20,00	35	34	9		7
COGENERACION LA ESPINA (*)		50,00	38	-15	11		19
CEPRASTUR (*)		59,75	60				36
COG. Y MANTENIMIENTO HOSPITALARIO (*)		50,00	201	-45	-54		101
HIDROASTUR (*)		25,00	800	52	57		136
PROENERCAN (*)		50,00	40	-1	16		20
GAS CAPITAL (*)	100,00		10		-20		
D.F. GAS		51,00	3.736		-14		2.151
SYSECA CANTABRICO (*)	47,00		10	89	24	5	
AGUAS Y SERVICIOS DE ASTURIAS (*)	100,00		50	-8		42	
TV. SERVICIO Y DESARROLLO (*)	21,33		1.875	-207	7	389	
INVERASTURIAS (*)	20,00		1.000	-10	-10	196	
CARBONES IMPORTACION (*)	25,00		11	95	-53	3	
CENTRAL NUCLEAR DE TRILLO , A.I.E.	15,50		3.905			589	
HIDRAULICA DE SANTILLANA (*)	48,857		791	768	459	2.458	
HIDROCANTABRICO ENERGIA (*)	100,000		10		-138		
ELECTRICA DE LA RIBERA DEL EBRO (*)	89,990		10			2	
SYNERGIA TRADING (*)	50,000		10			1	
			21.674	6.160	835	6.940	4.260

(*) Los datos recogidos en este cuadro han sido facilitados por las empresas y no han sido auditados.

Hidroeléctrica del Cantábrico es cabeza del grupo y tiene obligación legal de consolidar sus estados financieros.

La diferencia que se produce al comparar el saldo en Balance de la cuenta de empresas asociadas de Hidrocantábrico (5.186 Mpta) con respecto a los datos consolidados (5.382 Mpta) se debe, básicamente, a ajustes de consolidación de Trillo (589 Mpta) y a la actualización de las participaciones en empresas asociadas (fundamentalmente Gas Capital).

La diferencia que se produce entre los 6.940 Mpta del valor en libros (directa) del cuadro que figura arriba y los 7.420 Mpta del Balance (2.591 Mpta de participaciones en empresas del Grupo; 5.186 Mpta de participaciones en empresas asociadas; -360 Mpta de desembolsos pendientes) se debe a la depreciación de la cartera, recogida en el Balance en el epígrafe Provisiones del inmovilizado financiero, por importe de 477 Mpta.

Durante 1998 le han correspondido a Hidrocantábrico los siguientes dividendos de las sociedades participadas:

109 Mpta de Hidráulica de Santillana
26 Mpta de Bioastur
4 Mpta de Proenercan

Los desembolsos no exigidos a Hidrocantábrico por sus filiales asciende a 360 Mpta a 31.12.98, con el siguiente desglose:

Generaciones Especiales	350
Eléctrica de la Ribera del Ebro ..	7
Synergia Trading	3

Las variaciones producidas a lo largo de 1998 en las sociedades participadas son:

– Aumentos directos:

- Adquisición del 9,6% de Red Eléctrica de España por un importe de 13.401 Mpta, a cuenta del precio final que resulte con carácter definitivo en la O.P.V. de Red Eléctrica de España.

- Suscripción del 100% de Hidrocantábrico Energía, S.A., del 89,99 de Eléctrica de la Ribera del Ebro, S.A. y del 50% de Synergia Trading, S.A., empresas todas ellas constituidas durante 1998.
- Incremento del porcentaje de participación de Gas Capital, S.A., del 50% al 100%. Esta filial adquirió a su vez un 51% en D.F.Gas, empresa mejicana dedicada a la distribución de gas natural en Méjico.
- Aumentos indirectos:
 - Adquisición por Telecable de Oviedo del 100% de Oviedo de Cable, S.A.
 - Suscripción por Generaciones Especiales, S.A. del 59,75% de Ceprastur, A.I.E.
- Disminuciones:
 - Enajenación de las participaciones del 30% en Agrogeneración Asturiana, S.A. y del 24,8% en Cogeneración La Lloral, que pertenecían a Generaciones Especiales, S.A.

Los movimientos habidos durante el ejercicio 1998 en el Inmovilizado Financiero del grupo HIDROCANTABRICO han sido los siguientes:

	1998 (Mpta)
Saldo al 1 de enero	5.536
Participaciones en empresas del Grupo	
Adiciones	2.151
Participaciones en empresas asociadas	
Adiciones	112
Ventas	(85)

Adiciones por cambio de método de consolidación	1.178
Créditos a empresas asociadas	-
Otras participaciones no cotizadas	13.485
Otros créditos	
Concesiones	85
Amortización o traspaso a corto plazo	-
Administraciones Públicas a largo plazo	3.144
Variación neta de las provisiones	(221)
Otros	10
<hr/> Saldo a 31 de diciembre	<hr/> 25.395

Durante el primer trimestre de 1999 se han producido las siguientes variaciones en las inversiones financieras de la empresa:

- Aumento de capital de TV Servicio y Desarrollo, que suscribió HIDROCANTABRICO por 1.573,6 Mpta (33,98% de la ampliación) de los que se efectuó el desembolso del 50% (786,8 Mpta), lo que supuso un incremento del porcentaje de participación en esta empresa del 21,33 al 30,3%.
- Adquisición del 10% del capital de la empresa Retecal, Sociedad operadora de las telecomunicaciones en Castilla y León, por 1.000 Mpta, de los que están pendientes de desembolso 500 Mpta.
- Se adquirió el 50% de Gas Canalizado de Castilla La Mancha.
- Se vendió la participación en Gas Canalizado de Castilla y León, con una pérdida de 1,2 Mpta.

CAPITULO IV.- Actividades principales del Emisor.

IV.1.1. Introducción

La actividad principal de Hidroeléctrica del Cantábrico es la producción, transformación, transporte y distribución de energía eléctrica. Su mercado se circunscribe al Principado de Asturias, dividido, a efectos de organización en cinco zonas: Oviedo, Gijón, Avilés, Occidental y Oriental.

Al cierre del ejercicio 1998 tenía en total 510.476 clientes eléctricos, que tenían contratada una potencia global de 3.133 MW (un 1,8% superior a la contratada en 1997).

Como ya se ha explicado en el punto III.6 del presente folleto, Hidroeléctrica del Cantábrico es cabeza del grupo allí indicado, cuyas principales actividades son:

- Distribución de gas natural: Gas de Asturias, S.A.; Gas Capital, S.A.; DF – Gas, S.A. de C.V.; Distribuidora de Gas Canalizado Castilla-León, S.A.; Distribuidora de Gas Canalizado Castilla-La Mancha, S.A.; Desarrollos Energéticos Canarios, S.A.
- Promoción y servicios de telecomunicaciones: Sociedad Promotora de las Telecomunicaciones en Asturias, S.A.; Telecable Oviedo, S.A.; Telecable Gijón, S.A.; Telecable Avilés, S.A.; TV Servicio y Desarrollo, S.A.; Oviedo de Cable, S.A.
- Promoción y desarrollo de recursos energéticos: Generaciones Especiales, S.A.; Hidrocantábrico Energía, S.A.; Eléctrica de la Ribera del Ebro, S.A.; Bioastur, A.I.E.; Enercem, S.L.; Cogeneración La Espina, S.L.; Cogeneración y Mantenimiento, A.I.E.; Hidroastur, S.A.; Proenercan, S.L.; Hidráulica de Santillana, S.A.; Ceprastur, A.I.E.; Synergia Trading, S.A.
- Gestión y explotación del ciclo integral de aguas: Aguas y Servicios de Asturias, S.A.
- Gestión de compras, estudios e informes relacionados con el carbón: Carbones de Importación, S.A.
- Estudios, trabajos y aplicaciones informáticas: Syseca Cantábrico, S.A.
- Venta de Calor: Gestión Confort, S.A.

IV.1.2. Antecedentes y evolución histórica.

Los hechos más importantes en la historia de Hidroeléctrica del Cantábrico recogidos de una manera rápida y concisa son:

- 1919: Constitución de la Sociedad Anónima “Hidroeléctrica del Cantábrico”. Capital Social 10 millones de pesetas.
- 1928: Entrada en servicio de la segunda parte del Salto de la Malva. Potencia total 13.000 kVA.
- 1939: Absorción de la “Sociedad Popular Ovetense” distribuidora de electricidad en Oviedo y productora y distribuidora de gas. Ampliación del capital a 30 millones de pesetas.
- 1942: Absorción de la “Compañía Popular de Gas y Electricidad” de Gijón, productora y distribuidora de electricidad en Gijón y Avilés y de Gas en Gijón. Ampliación de capital a 60 millones de pesetas.
- 1945: Entrada en servicio del Salto de la Riera. Potencia 10.000 kVA. Ampliación de capital a 120 millones de pesetas.
- 1952: Entrada en servicio del Salto de Priañes I. Potencia 10.500 kVA. Ampliación de capital a 250 millones de pesetas.
- 1953: Entrada en servicio del Salto de Salime. Potencia total 140 kVA. Ampliación del capital a 400 millones de pesetas.
- 1957: Absorción de “La Belmontina” productora y distribuidora de energía eléctrica en el Occidente de Asturias. Ampliación del capital a 608 millones de pesetas.
- 1962: Entrada en servicio de la Central Térmica Soto I. Potencia 80.000 kVA. Entrada en servicio del Salto de Miranda. Potencia 81.000 kVA.
- 1963: Adquisición de las acciones de “Ercoa, S.A.” empresa productora y distribuidora de energía eléctrica en el Centro y Oriente de Asturias. Ampliación del capital a 1.117 millones de pesetas.
- 1967: Entrada en servicio del Salto de Priañes II. Potencia 12.500 kVA. Entrada en servicio de la Central Térmica Soto II. Potencia 320.000 kVA.

- 1968: Entrada en servicio del Salto de Proaza. Potencia 60.000 kVA. Ampliación del capital a 1.496 millones de pesetas. Inauguración del edificio social en Oviedo.
- 1974: Entrada en servicio de la Central Térmica Aboño I. Potencia instalada 360.000 kilovatios.
- 1978: Entrada en servicio del Salto de Tanes de 133.000 kilovatios.
- 1984: Entrada en servicio de la Central Térmica Soto III de 116.700 kilovatios de potencia. Al final de este año el Capital Social era de 17.128 millones de pesetas. El valor nominal de la acción pasa de 750 pesetas a 1.000 pesetas.
- 1985: Entrada en servicio de la Central Térmica Aboño II con 543.000 kilovatios de potencia. Adquisición del 7% de la Central Nuclear de Trillo (en fase final de construcción) y del orden de 1.100 millones de Kw/h del mercado de Unión Fenosa en Asturias.
- 1988: Entrada en servicio de la Central Nuclear de Trillo. El Capital Social al terminar este año ascendía a 32.786 millones de pesetas; las ampliaciones de capital corresponden a conversiones de obligaciones.
- 1992: Hidroeléctrica del Cantábrico toma parte en la constitución de la sociedad anónima Elcogás, con una participación del 4%, que será la encargada de ejecutar el proyecto de la Central Térmica de gasificación integrada en ciclo combinado de Puertollano (potencia 335 MW).
- 1993: Adquisición a Unión Eléctrica Fenosa de un 6,5% adicional de la Central Nuclear de Trillo (la participación pasa a ser de un 15,5%) y de las centrales de la Barca y la Florida, de acuerdo con el Protocolo de Intercambio de Activos firmado el 2 de diciembre de 1993. En este año el capital social ascendía a 37.732 millones de pesetas.
- 1996: Entrada en servicio de Elcogás, comenzando en el mes de septiembre la operación comercial de ciclo combinado con gas natural.

A la vista de este proceso histórico podríamos destacar en lo que se refiere a la producción y distribución de energía eléctrica que el año 1962 es el más significativo en la vida de la empresa por ser el de la inauguración del primer grupo térmico de Soto de Ribera, pasando a ser la energía eléctrica de origen térmico la parte más importante de la producción. En 1970 la producción de energía eléctrica llega a los 1.179 millones de kilovatios-hora (225% de incremento sobre la de 1960). La producción instalada pasa de 98.398 kilovatios en 1960 a 318.398 en 1970. Entre los años 1970 y 1980 la producción de energía eléctrica experimenta un crecimiento del 234%, llegando a 3.942 millones de kilovatios-hora. La potencia instalada era en 1980 de 811.398 kilovatios, de los que 344.198 pertenecían a centrales hidráulicas y 467.200 a centrales térmicas.

En 1990 la potencia instalada era de 1.544.115 kilovatios (190% de incremento sobre 1980). La producción total llegó en 1990 a los 7.106 millones de kilovatios, un 180% de aumento sobre 1980.

En 1998 la potencia instalada era de 1.699.608 kilovatios, un 7% superior a la de 1990, mientras que la producción era de 8.674 GWh, más de un 22% sobre la de 1990.

IV.1.3. La regulación del sector eléctrico

IV.1.3.1. Introducción

Hasta 1997 el funcionamiento del sector eléctrico español estuvo regulado fundamentalmente por la Ley 40/1994, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante la "LOSEN"). El sistema de cálculo y determinación de las tarifas eléctricas fue recogido en lo que se vino a denominar "*Marco Legal Estable*" (conjunto de normas reguladoras del entorno económico en el que las compañías eléctricas desarrollan su actividad como gestoras del servicio público que tienen encomendado), que pretende: (i) satisfacer la demanda de electricidad del mercado español al menor coste posible, (ii) mejorar la eficiencia de las instalaciones del sector, (iii) permitir la recuperación de los costes de inversión realizados en las instalaciones, (iv) crear una base estable para la determinación de las tarifas, y (v) distribuir de forma equitativa entre las distintas compañías eléctricas los ingresos obtenidos por el sector.

Esta normativa fue objeto de revisión y ya durante el último trimestre del año 1996, el Ministerio de Industria y Energía y las principales compañías eléctricas negociaron y suscribieron un *Protocolo* para el establecimiento de una regulación del Sistema Eléctrico Nacional (el "*Protocolo*") que desarrollado fue el embrión de la reciente Ley 54/1997, del 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (en adelante LSE) que mantiene algunos aspectos de la LOSEN, pero sobre todo traduce a términos normativos los principales principios del protocolo.

IV.1.3.2. La regulación eléctrica hasta 1997

Principios básicos

Las características básicas del sistema eléctrico español han sido:

- Una planificación conjunta a nivel nacional de las nuevas necesidades de capacidad con el fin de reducir los costes de inversión.
- La existencia de un único gestor de la explotación del sistema de producción y transporte de la energía eléctrica (Red Eléctrica Española, S.A.) como medio para optimizar la utilización de la capacidad de generación y distribución. Red Eléctrica Española, S.A. (REE) opera como la red española de transporte de mayor voltaje.
- La distinción entre actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. En este sentido, la LOSEN exige que las compañías eléctricas separen sus actividades de generación y distribución, y aunque hasta ahora están obligadas únicamente a separar la contabilidad para las mismas, a partir del 31 de diciembre del año 2000 dichas actividades han de ser realizadas necesariamente por sociedades independientes, aunque podrán continuar bajo un control común.
- Una única tarifa para todo el país.
- La obligación de garantizar el suministro de electricidad dada la condición de servicio público de este sector.

Supervisión

La supervisión del sector eléctrico corresponde fundamentalmente al Ministerio de Industria y Energía, a través de la Dirección General de la Energía.

Producción y Transporte

Red Eléctrica fue creada por la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, de explotación unificada del sistema eléctrico nacional, con el propósito de mejorar la eficiencia del sector eléctrico a través de la adquisición a las compañías de sus instalaciones de alta tensión.

Red Eléctrica opera toda la red de transporte de alta tensión española y reguló hasta 1997 el funcionamiento de todo el sistema eléctrico peninsular, decidiendo el acoplamiento o desacoplamiento de las instalaciones eléctricas en función de la demanda prevista, de los costes de producción variables, de las condiciones meteorológicas y de ciertas consideraciones estratégicas y prácticas, sin tener en cuenta en ningún caso la propiedad de las instalaciones o centrales.

Tarifas

Las tarifas eléctricas para cada ejercicio se determinaron siguiendo la metodología de cálculo prevista en el *Marco Legal Estable* teniendo en cuenta los costes totales previstos para el conjunto del sector eléctrico. Las posibles diferencias que se pongan de manifiesto entre costes y demanda previstos para cada ejercicio y la realidad se corrigen en ejercicios sucesivos. El *Marco Legal Estable* señala que los costes totales estándares del suministro de electricidad se calculan a su vez mediante la suma de los siguientes costes estándares que establece el Ministerio de Industria y Energía.

- La depreciación total anual del valor de las instalaciones (fijada por el Ministerio de Industria y Energía) y el retorno de la inversión.
- Los costes de operación y mantenimiento.
- Los costes de combustible e intercambio de energía.
- Los costes del transporte de Red Eléctrica y el coste de explotación.

- El coste de la distribución al consumidor.
- El coste de estructura y de capital circulante.
- Los costes de investigación y desarrollo.
- El coste de financiación del “stock” básico del uranio y de la eliminación de residuos nucleares.
- Los costes de la compensación por paralización de las Centrales Nucleares en moratoria.
- Los costes de importación de electricidad.

Dentro de dichos costes se distingue entre (i) los denominados “*Costes Fijos Estándar*”, fijados teniendo en cuenta que las compañías eléctricas incurren en los mismos con independencia de cuáles sean los niveles actuales de generación o distribución (por ejemplo la depreciación) y (ii) los denominados “*Costes Variables Estándar*” que dependen de sus niveles actuales de generación o distribución (por ejemplo el combustible).

El *Marco Legal Estable* establece que cada compañía tiene derecho a recuperar sus Costes Fijos Estándar sin tener en cuenta su nivel real de actividad en el ejercicio, y al mismo tiempo puede recuperar también sus *Costes Variables Estándar*, cuyo importe dependerá del nivel de sus actividades de producción y distribución.

Los valores estándar de los activos se fijan por el Ministerio de Industria y Energía de acuerdo con el Marco Legal Estable con independencia del valor de dichos activos que figure en los balances de cada compañía. Con carácter general, estos valores estándar han sido superiores a los valores contables. Los tres factores principales tomados en consideración por el Ministerio de Industria y Energía a la hora de calcular los valores estándar de los activos son: (i) el coste estándar de construcción o adquisición de los activos, (ii) su vida útil, y (iii) el mecanismo para computar la depreciación y la tasa de retribución.

Pagos entre Compañías

El *Marco Legal Estable* impuso un sistema de redistribución de los ingresos del sector eléctrico entre las compañías eléctricas, ya que las tarifas son recaudadas fundamentalmente por compañías encargadas de la distribución, mientras que el total de todas las tarifas cobradas en un ejercicio debía cubrir los costes estándar de todas las compañías eléctricas de España, tanto si se dedican a la generación, distribución o incluso a ambas actividades, con independencia de sus costes actuales de ese ejercicio. La redistribución de los ingresos del sector eléctrico español (fundamentalmente las tarifas pagadas por los consumidores) entre las compañías eléctricas tuvo como finalidad asegurar que todas las compañías fueran compensadas por sus costes estándar, con independencia de las tarifas pagadas a cada una de ellas por los consumidores y las diferencias en sus costes de generación y distribución.

Una compañía eléctrica es pagadora neta o receptora neta de estas compensaciones, dependiendo de si las tarifas que cobra de los consumidores exceden o no del total de sus *Costes Estándar Fijos* y *Costes Estándar Variables*.

Incentivos

La combinación del sistema para fijar la tarifa del sector eléctrico y del sistema de compensaciones entre compañías, garantizó a todas las compañías eléctricas españolas, incluida Hidrocantábrico, la obtención de los ingresos suficientes para cubrir, al menos, sus costes estándar, dentro de los cuales se encuentra una retribución de sus activos basada en las valoraciones hechas por el Ministerio de Industria y Energía. El sistema regulador español, al basar la cuantía de los ingresos que cada compañía debe recibir sobre costes estándar y no sobre costes reales, trata de crear un incentivo económico para cada compañía eléctrica con el fin de reducir sus costes reales por debajo de sus costes estándar.

Compensación de pagos

Existen además ciertas compensaciones como (i) las que deben recibir las compañías extrapeninsulares (como GESA y UNELCO que operan en las islas Baleares y Canaria por los costes del servicio en las islas, que son superiores a los de las compañías que se encuentran en la Península Ibérica), (ii) las que se derivan de los costes de la moratoria nuclear y (iii)

la financiación del “stock” nacional de uranio y ciertos yacimientos de carbón. Los pagos de esta compensación se obtienen en base a un porcentaje sobre los ingresos provenientes de las tarifas anuales. El porcentaje de los ingresos de las tarifas anuales se revisa cada año por el Ministerio de Industria y Energía.

La Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional

La LOSEN define el Sistema Nacional de Electricidad español como la suma del “*sistema integrado*” tradicional, sometido al *Marco Legal Estable*” y el nuevo “*sistema independiente*”, introducido por esta norma.

Hasta la entrada en vigor de la LOSEN, todas las actividades eléctricas gestionadas en España formaban parte del sistema integrado. Las actividades desarrolladas dentro del sistema integrado siguen siendo consideradas como servicio público; el sistema integrado garantiza el suministro de electricidad a todos los usuarios dentro del territorio nacional. Dentro de este sistema se encuentra toda la electricidad producida en territorio nacional, así como la sometida a intercambios internacionales, a excepción de la que forma parte del sistema independiente. El sistema independiente previsto por la LOSEN todavía no ha sido completamente desarrollado. Los mecanismos competitivos que la LOSEN trató de promover han sido reemplazados por los principios introducidos por el *Protocolo y la LSE*, como más adelante se expone.

La LOSEN distingue entre: (i) las actividades que forman parte del sistema integrado, (ii) el denominado “*régimen especial*” de producción de energía (cogeneración, fuentes renovables, etc.), (iii) el sistema independiente, (iv) las actividades eléctricas gestionadas en el extranjero, y (v) las actividades no relacionadas con la electricidad.

Asimismo, la LOSEN exige que las actividades de producción y distribución del sistema integrado sean llevadas a cabo por sociedades independientes. No obstante, un grupo de sociedades puede desarrollar todas estas actividades siempre que las actividades incompatibles entre sí se lleven a cabo por sociedades independientes dentro del grupo. La separación entre las actividades de producción y distribución gestionadas en el sistema integrado será aplicable cuando el Gobierno español así lo

disponga mediante Real Decreto y, en todo caso, antes del 31 de diciembre del 2000. A través de la segregación de las actividades, la LOSEN pretende garantizar una adecuada remuneración de la producción de electricidad haciendo más transparente la contabilización de las actividades eléctricas.

La LOSEN crea la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (entidad de derecho público bajo la supervisión del Ministerio de Industria y Energía) como ente regulador del Sistema Eléctrico Nacional cuyas principales actividades son: asesorar a la Administración, participar en la elaboración de las disposiciones legales aplicables al sector eléctrico en el proceso de la planificación eléctrica y en la determinación de tarifas, arbitrar los conflictos y dirigir las inspecciones, y desarrollar la regulación relativa a las actividades de Red Eléctrica.

La LOSEN conserva en gran parte la estructura de las tarifas del sistema integrado y el sistema de facturación recogido en el *Marco Legal Estable*.

La LOSEN respeta el papel del suministrador central de electricidad que desempeña Red Eléctrica, si bien dispone que a partir del 31 de diciembre del año 2000 ningún accionista podrá ser titular de más del 30% de su capital social, salvo las participaciones del Sector Público.

Por otra parte, el llamado “*régimen especial*” de actividades de producción eléctrica (cogeneración, producción de energía a través de fuentes renovables, etc.) estará regulado mediante una normativa específica, y cuando tal normativa no exista, por la regulación general de la producción, en lo que sea aplicable.

La Ley regula las actividades de distribución de energía eléctrica con el fin de garantizar unas condiciones uniformes en todo el territorio español e intervenir adecuadamente con las actividades de otros sistemas de electricidad. La LOSEN reconoce el principio del acceso regulado de terceros a la red de distribución en España. En el sistema integrado, las actividades de distribución requieren autorización administrativa previa y los distribuidores están obligados a suministrar electricidad a los usuarios finales. La LOSEN también establece que el Gobierno de España está legitimado para regular la venta de electricidad a los usuarios finales, así como otras cuestiones relativas al uso final de la electricidad y a aquellas actividades que en el futuro puedan ser realizadas por sociedades que no

están encargadas de la distribución. La regulación aplicable al punto anterior está todavía pendiente de aprobación.

IV.1.3.3. Principios y novedades introducidos por el *Protocolo* y el *Proyecto*

El *Protocolo* establece las bases del nuevo sistema regulador del sistema eléctrico español, que sustituyó al *Marco Legal Estable*. El *Protocolo* es un mero acuerdo privado entre los firmantes y no constituye por sí mismo ni ley ni normativa aplicable.

Por otra parte, el *Proyecto* de Ley del Sector Eléctrico aprobado por el Consejo de Ministros en mayo de 1997 incorpora los principios generales trazados en el *Protocolo*, yendo incluso más allá del mismo al establecer la estructura del nuevo sistema regulador, que incluye la creación de nuevas entidades (v.g. el Operador del Sistema). Adicionalmente, la operación del sector eléctrico español por un transmisor central de electricidad (Red Eléctrica) dejará de ser un servicio público ofrecido por el Estado a través de una entidad controlada por éste, y en cambio pasará a ser un servicio ofrecido por compañías privadas a través de un mercado libre, regido por los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

El *Proyecto* prevé que la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional continuará cumpliendo la mayor parte de los deberes que le fueron delegados en principio, aunque también asumirá nuevas responsabilidades, entre las que se incluye la protección de los intereses de los usuarios. El objetivo principal de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional será asegurar que el sector eléctrico español actúe conforme a los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

Producción

a) Sistema de Ofertas

Las unidades de producción de energía eléctrica que ofrezcan las ofertas más baratas serán las primeras en entrar en funcionamiento, mientras que las plantas con ofertas más costosas permanecerán a la espera hasta que la demanda sea suficiente. El precio de la electricidad producida durante el periodo de programación vendrá fijado por la oferta formulada

por la última unidad de producción que haya entrado en funcionamiento para satisfacer la demanda de electricidad de ese periodo.

No obstante lo anterior, las centrales que utilicen cogeneración y otras fuentes de energía renovables, así como algunas pequeñas centrales hidroeléctricas, tendrán la posibilidad de funcionar bajo un régimen especial. Así, se prevé que éstas puedan: (i) elegir entre operar bajo el futuro régimen regulador aplicando los principios del *Protocolo*, o (ii) según el “*régimen especial*” por un periodo de 5 años, que comenzará a contar el día en que la unidad inicie las operaciones.

Las unidades de producción que actúen con el “*régimen especial*” y que tengan una instalación con una capacidad de 25 megavatios o menos, recibirán determinados incentivos económicos por su contribución a la conservación del medioambiente y a la eficiencia del combustible.

El *Proyecto* prevé que la instalación de nuevas unidades de producción estará totalmente liberalizada, sin sujeción a los planes del Gobierno; sin embargo, dicha liberalización no afectará a ninguna de las autorizaciones que exige la ley y la normativa aplicable. La remuneración de los productores de energía vendrá determinada por los resultados de un sistema de oferta competitivo y por la valoración de la capacidad proporcionada al sistema por cada generador, y no por los costes de inversión estándar que establece el Estado en el *Marco Legal Estable*.

b) Operador del Mercado

Con vistas a la organización del sistema de ofertas, el *Protocolo* y el *Proyecto* prevén la creación de una entidad independiente para el 31 de diciembre de 1997 que haga las funciones de “Operador del Mercado”. Este Operador del Mercado supervisará el proceso de ofertas, casará las ofertas de venta y de adquisición, facilitará la comunicación entre las unidades de producción y liquidará todas las transacciones comerciales relacionadas con el sistema de ofertas. El Operador del Mercado cumplirá sus obligaciones con sujeción a los principios de transparencia y objetividad, y será una entidad de derecho privado, independiente de Red Eléctrica y del Operador del Sistema. Podrán formar parte del accionariado del Operador del Mercado, entre otros, las entidades que operen en el sector eléctrico, así como consumidores cualificados.

Ninguno de los accionistas podrá controlar, directa o indirectamente, más del diez por ciento del Operador del Mercado.

c) Operador del Sistema

El *Proyecto* también prevé que una compañía privada denominada “Operador del Sistema” será la responsable de la gestión técnica del sistema. El Operador del Sistema garantizará la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico, así como la correcta coordinación del sistema de producción y transporte bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia y coordinará sus funciones con el Operador del Mercado. Serán accionistas del Operador del Sistema, entre otros, las personas que reúnan los requisitos para ser accionistas del Operador del Mercado, y estarán sujetos a las limitaciones de control anteriormente mencionadas respecto a los accionistas del Operador del Mercado. De acuerdo con el *Proyecto*, Red Eléctrica está legitimada para ser el Operador del Sistema y director de la red de transmisión.

d) Adquisición de materias primas

El *Protocolo* contempla la liberalización del proceso de adquisición de materias primas por parte de las unidades de producción. Todas las restricciones previstas para la compra de materias primas (con excepción del carbón, que será controlado por el “Plan para el futuro de la explotación del sector del carbón”), serán sustituidas por un sistema de mercado base.

e) Nuevos productores

Asimismo, se permitirá la libre entrada de nuevos productores y la libre instalación de nuevas capacidades para producir, sujetos únicamente a autorización administrativa pero no a las decisiones de la planificación estatal.

f) Costes de Transición a la Competencia

El *Protocolo* y el *Proyecto* establecen un periodo transitorio durante el cual las compañías productoras de energía como Hidrocarbónica serán compensadas por los costes que suponga la transición hacia el régimen

de mercado competitivo a través de lo que el *Protocolo* y el *Proyecto* denominan “Costes de Transición a la Competencia” (CTC). Se trata fundamentalmente de costes fijos a los que las compañías de producción de energía eléctrica tienen derecho de acuerdo con la regulación actual, y que con la nueva normativa no podrían ser recuperados. Las compañías eléctricas recibirán compensaciones en razón de los CTCs desde el año 1998 hasta el 2007, calculándose cada año en función de la diferencia entre el ingreso medio recogido en las tarifas y el conjunto total de cobros correspondientes a las diferentes actividades y a otras externalidades de ese ejercicio.

El valor neto actual a 31 de diciembre de 1997 de los importes a recuperar por las compañías nunca podrá superar los 1.988.561 millones de pesetas. Esta cantidad incluye el abono de 1 peseta/kwh para aquellos grupos de generación que consumen carbón español (incentivos al consumo garantizado de carbón nacional) por importe de 295.276 millones de pesetas. Una vez deducido este último importe, el 80% restante (1.693.285 millones de pesetas) será distribuido entre los firmantes del *Protocolo*.

Participaciones en otras compañías

En el *Protocolo* también se contempla el acuerdo de no mantener, directa o indirectamente, participaciones en las otras compañías firmantes del mismo (salvo el caso de las participaciones que ENDESA mantiene en SEVILLANA y FECSA).

Separación de las actividades de Producción y Distribución

Se mantiene la exigencia de que las actividades de producción y distribución deban ser realizadas por personas jurídicas diferentes. La separación de las actividades de producción y distribución será efectiva cuando el Gobierno así lo disponga por Real Decreto, que no será de aplicación antes del 31 de diciembre del año 2000. Con la separación de las actividades el *Proyecto* trata de garantizar una remuneración adecuada de la generación de la electricidad al hacer más transparente la contabilización de las actividades eléctricas.

Suministro y Distribución

De acuerdo con lo establecido en el *Protocolo* y en el *Proyecto*, a partir del 1 de enero de 1998 las compañías de distribución, los comercializadores y los clientes que consuman o compren más de 20 Gwh por año, podrán contratar libremente la compra de electricidad con las compañías productoras de energía. Con el paso del tiempo, este nivel se reducirá a 9 Gwh en el año 2000 y a 5 Gwh en el 2001. El *Proyecto* exige una transición gradual hacia un sistema completamente liberalizado, según el cual, en el plazo de 10 años cada consumidor tendrá la libertad de contratar con los generadores la energía eléctrica.

Asimismo, se facilitará el acceso de terceros a la red de distribución. Según el *Protocolo*, los clientes y las compañías que vendan electricidad directamente a compañías residenciales e industriales, y que cumplan los requisitos previstos, estarán autorizados para usar libremente las actuales redes de distribución de electricidad mediante el pago de los correspondientes gastos y tarifas.

El *Protocolo* también establece que la remuneración del transporte y la distribución de la energía eléctrica continuará siendo fijada por el Estado para evitar los abusos que puedan derivarse de la existencia de una red única de distribución.

De acuerdo con el *Protocolo*, en los próximos años las compañías de distribución de electricidad deberán mejorar el nivel y la calidad del servicio que prestan a los consumidores. A los fines de lograr estas mejoras, el *Protocolo* establece los principios básicos de un sistema de remuneración que compense a las compañías de distribución de los diferentes costes que puedan derivarse de la mejora del servicio de distribución. El nivel de remuneración previsto se basará en criterios objetivos que miden la calidad de la distribución y la reducción de los costes en la red.

IV.1.3.4. La regulación del sector eléctrico desde 1998

Con fecha 29 de noviembre de 1997 ha entrado en vigor la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico la cual supone la plasmación normativa de los principios del Protocolo suscrito entre el Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas eléctricas el 11 de diciembre de 1996. La nueva Ley tiene como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico con el triple objetivo de garantizar el

suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y que el mismo se realice al menor coste posible, sin olvidar la protección al medio ambiente, aspecto que adquiere especial relevancia, todo ello dentro de un marco de libre competencia.

Esta Ley supone una importante liberalización de las actividades eléctricas, caracterizada por la introducción de competencia en el sector mediante la creación de un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, la instauración de un sistema de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, y el establecimiento con carácter progresivo de la facultad para los consumidores de adquirir libremente energía en el mercado de producción o mediante contratos. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica se ejercerán de forma coordinada bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, como ente regulador del sistema eléctrico, tiene por objeto velar por la competencia efectiva en el mismo y por su objetividad y transparencia, en beneficio de todos los sujetos que operan en el sistema y de los consumidores. Entre las funciones que la Ley ha dado a la Comisión caben destacarse:

- actuar como órgano consultivo de la Administración en materia eléctrica,
- participar en el proceso de la planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte,
- realizar la liquidación de los costes de transporte y distribución de energía eléctrica, de los costes permanentes del sistema y de aquellos otros costes que se establezcan para el conjunto del sistema cuando su liquidación le sea expresamente encomendada. En este sentido, con fecha 1 de enero de 1998 ha entrado en vigor el Real Decreto 2017/1997 de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Los aspectos a destacar en relación a las bases establecidas en la Ley para el funcionamiento futuro de las distintas actividades que componen el Sistema Eléctrico Español son los siguientes:

1) Introducción de competencia en la actividad de generación a través de la puesta en práctica de las siguientes medidas:

- La producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores que ostentan la condición de cualificados, los distribuidores y los comercializados que se determinen reglamentariamente.
- La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista, incorporando los siguientes conceptos:
 - Sobre la base del precio ofertado al operador del mercado por las distintas unidades de producción, la energía eléctrica se retribuirá en función del precio marginal correspondiente a la oferta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica. Este concepto retribuido se definirá considerando las pérdidas incurridas en la red de transporte y los costes derivados de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento del sistema de ofertas.
 - Se retribuirá la garantía de potencia que cada unidad de producción preste efectivamente al sistema.
 - Se retribuirán los servicios complementarios de la producción de energía eléctrica necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor.
- Se reconoce el derecho a la libre instalación de nuevos Grupos de Generación, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias.

Con fecha 1 de enero de 1998, ha entrado en vigor el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el

mercado de producción de energía eléctrica, recogiendo las normas básicas para la contratación bilateral al margen del mercado organizado y para el propio mercado organizado, estableciendo las condiciones generales de acceso de los sujetos a los diferentes segmentos del mercado organizado, diseñando la infraestructura institucional necesaria y fijando las normas básicas de funcionamiento.

Desde el punto de vista de su estructura, el mercado organizado incluye tres tramos: el mercado diario, el mercado intradiario y el mercado de servicios complementarios. El mercado diario recoge las transacciones de compra y venta correspondientes a la producción y el suministro de energía para el día siguiente, el mercado intradiario es el mercado que sirve como mecanismo de ajuste a la programación diaria y el mercado de servicios complementarios recoge las transacciones de aquellos servicios indispensables para asegurar el suministro de la energía en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. El Real Decreto fija las condiciones de acceso y el modo de operar en cada uno de ellos. El operador del mercado tiene como misión la gestión económica del sistema. Esta incluye la aceptación y casación de las ofertas y la realización de las operaciones de liquidación. El operador del sistema tiene a su cargo la gestión técnica, es decir, las actividades relacionadas con la administración de los flujos de energía, teniendo en cuenta los intercambios con otros sistemas interconectados, e incluyendo la determinación y asignación de las pérdidas de transporte y la gestión de los servicios complementarios.

El Real Decreto contempla, además, las condiciones en que deben tener lugar los intercambios entre los agentes al margen del mercado organizado y su relación con las transacciones en el mercado organizado, así como la regulación particular de aquellos aspectos privativos de los intercambios intracomunitarios e internacionales.

Por último, el Real Decreto incorpora las salvaguardias propias de la implantación gradual de un nuevo sistema, al objeto de permitir una adaptación paulatina del sistema al nuevo esquema regulador.

2) El transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes:

- El transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas por lo que estas actividades deben de estar separadas jurídicamente

de las actividades no reguladas económicamente (generación y comercialización), sin perjuicio de la posibilidad de comercializar a consumidores sometidos a tarifa reconocida a los distribuidores. En este sentido, en la disposición transitoria quinta de la Ley se indica que será exigible la separación jurídica de las actividades, cuando el Gobierno así lo disponga por Real Decreto, que será de aplicación antes del 31 de diciembre del año 2000, siendo no obstante exigible la separación contable de las actividades reguladas y no reguladas a partir de la entrada en vigor de la Ley.

- Se establece el derecho a la utilización de las redes de transporte y distribución por parte de los sujetos y consumidores cualificados y por aquellos sujetos no nacionales autorizados. El precio por el uso de las redes de transporte y distribución vendrá determinado por los peajes aprobados por el Gobierno, los cuales tendrán el carácter de máximos y serán únicos sin perjuicio de sus especialidades por niveles de tensión, uso que se haga de la red y características de los consumos indicados por horario y potencia.
 - La retribución de la actividad de transporte se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.
 - La retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad del suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad. Los ingresos obtenidos por los derechos de acometida tendrán la consideración de retribución de la actividad de distribución.
- 3) La comercialización de energía eléctrica adquiere carta de naturaleza en la presente Ley:
- Esto se materializa en la libertad de contratación y de elección de suministrador que se consagra en la Ley. Se establece la liberalización

progresiva del suministro eléctrico, permitiendo la capacidad de elección de suministro para los clientes denominados clientes cualificados y comercializadores de acuerdo con un calendario inicial, posteriormente modificado por el Real Decreto 2820/1998, quedando, en consecuencia, en los siguientes términos: en el ejercicio 1998, para clientes con consumos superiores a 15 GWh/año; en el primer trimestre de 1999, para clientes con consumos superiores a 5 GWh/año; en el segundo trimestre del mismo año para clientes con consumos superiores a 3 GWh/año; en el tercer trimestre para clientes con consumos superiores a 2 GWh/año y a partir del 1 de octubre del año 1999 para clientes con consumos superiores a 1 GWh/año, liberalizándose la totalidad de los consumos a partir del año 2007.

- La retribución de la actividad de comercialización que corresponda ser abonada por clientes a tarifa se realizará atendiendo a los costes derivados de las actividades que se estimen necesarias para suministrar energía a dichos consumidores, así como, en su caso, los asociados a programas de incentivación de la gestión de la demanda. La retribución de los costes de comercialización a consumidores cualificados será la que libremente se pacte por los comercializadores y sus clientes.
- 4) Formación de precios y estructura de tarifas. Las tarifas que deberán ser satisfechas por los consumidores, excepto los acogidos a la condición de cualificados, serán únicas en todo el territorio nacional e incluirán en su estructura los siguientes conceptos:
- El coste de producción de energía eléctrica que se determinará atendiendo al precio medio previsto del kilovatio hora en el mercado de producción.
 - Los peajes que correspondan por el transporte y la distribución de energía eléctrica.
 - Los costes de comercialización.
 - Los costes permanentes del Sistema que incluyen los costes que por el desarrollo de actividades de suministro de energía eléctrica en territorios insulares y extrapeninsulares puedan integrarse en el sistema, los costes reconocidos al operador del sistema y al operador

del mercado, los costes de funcionamiento de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y los costes de transición a la competencia.

- Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento que incluyen las primas a la producción del régimen especial, los costes asociados a la moratoria nuclear, el fondo para la financiación del segundo ciclo del combustible nuclear, y los costes de stock estratégico del combustible nuclear.

5) Periodo transitorio. Costes de transición a la competencia.

Al efecto de permitir un proceso gradual y garantizar la viabilidad financiera de las empresas durante la transición a un mercado en competencia, la Ley, en su Disposición transitoria sexta, reconoce a las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el Marco Legal Estable la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo que se recuperarán a través de una retribución fija durante un periodo transitorio máximo de diez años, comprendido entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre del 2007.

La percepción de esta retribución fija, expresada en pesetas por kWh, se calculará, en los términos que reglamentariamente se establezcan, como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos por las empresas productoras a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para la producción, y será repercutida a todos los consumidores como costes permanentes del sistema, no pudiendo su importe base global, en valor a 31 de diciembre de 1997, superar 1.988.561 millones de pesetas, incluyéndose en este importe el valor actual de los incentivos al consumo garantizado de carbón.

En este sentido, el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre que organiza y regula el procedimiento de liquidación de las obligaciones de pago y derechos de cobro necesarios para retribuir las actividades de transporte, distribución y comercialización a tarifa, así como los costes permanentes del sistema (incluyendo los costes fijos de transición a la competencia) y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, establece los componentes del importe base global antes citados, siendo éstos los siguientes:

- a) El importe máximo de la asignación por consumo de carbón autóctono, que asciende, en valor a 31 de diciembre de 1997, a 295.276 millones de pesetas.
- b) El importe máximo de la asignación general que asciende, en valor a 31 de diciembre de 1997, a 1.354.628 millones de pesetas, que será repartido entre las empresas según los siguientes porcentajes:

Subsistema	Porcentaje
Iberdrola, S.A.	27,10
ENDESA	31,03
Unión Eléctrica Fenosa, S.A.	12,90
Compañía Sevillana de Electricidad, S.A.	5,40
Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.	10,00
E.N. Hidroeléctrica del Ribagorzana, S.A.	1,68
Electra de Viesgo, S.A.	1,66
Hidroeléctrica de Cataluña, S.A.	0,77
Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A.	0,66
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	5,70
Elcogás, S.A.	3,10

- c) El importe máximo de la asignación específica que asciende, en valor a 31 de diciembre de 1997, a 338.657 millones de pesetas, que será repartido entre las empresas de acuerdo con los mismos porcentajes que para la asignación general, salvo en la parte de la asignación específica afectada a planes de financiación extraordinarios y planes especiales debidamente aprobados por el Ministerio de Industria y Energía.

Asimismo, el citado Real Decreto establece que, el importe base global máximo a 31 de diciembre de cada año de los diferentes componentes se calculará mediante la actualización del importe base global máximo

correspondiente al 31 de diciembre del año precedente, de acuerdo con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés de referencia que lo sustituya, deduciendo los importes recuperados en el año para cada uno de los conceptos anteriormente descritos.

El orden de asignación de los diferentes conceptos que componen el importe base global a 31 de diciembre de cada año será primero el stock del carbón a la fecha de entrada en funcionamiento del modelo, después la prima implícita para las centrales que efectivamente hayan consumido carbón nacional y por último las asignaciones general y específicas en su proporción. Para el año 1998, los desvíos del año 1997 se aplicarán con anterioridad a los conceptos de la retribución fija.

En el ejercicio 1998, la Ley 50/1998 de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social para 1999, en su Capítulo VI sobre “Acción administrativa en materia de energía”, por el cual se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico referente a los costes de transición a la competencia, establece que el importe reconocido a cada sociedad de la denominada “asignación general”, una vez deducidos los importes percibidos durante el ejercicio 1998 y tras efectuar un descuento del 20% sobre el importe total a percibir, se satisfará mediante la afectación a tal fin, a partir del 1 de enero de 1999, de un 4,5% de la facturación por venta de energía eléctrica, porcentaje que se mantendrá hasta la recuperación íntegra del importe mencionado, asegurando el Estado dicha recuperación en el caso de que se produjeran cambios en el régimen tarifario o cualquier otra circunstancia que pudiera afectar negativamente a dicha compensación. A su vez, las sociedades titulares del derecho de compensación podrán cederlo a favor de un Fondo de Titulización de Activos.

La compensación del resto del derecho (asignación por consumo de carbón autóctono y específica) se producirá, básicamente, en los términos inicialmente previstos en la Ley 54/1997. No obstante, el importe a recuperar por las empresas productoras por todos los conceptos, a través de los mecanismos descritos, no podrán ser superiores, hasta el año 2007, a la diferencia entre los ingresos medios anuales obtenidos por las empresas a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para la actividad de producción en la Ley 54/1997.

IV.1.4. El mercado eléctrico interior europeo

La Comisión Europea se propone seguir una política flexible en la liberalización de la energía en la Unión Europea (UE). A estos fines, ha adoptado ciertas directrices que se sustentan en cinco principios generales:

- 1) La necesidad de una política de cambios graduales que permitan al sector eléctrico ajustarse a sus nuevas circunstancias.
- 2) El concepto de subsidiariedad, que dentro del marco de las Directivas de la UE permite a cada Estado Miembro elegir el sistema que mejor se adapte a su propia situación nacional.
- 3) El respecto a las obligaciones de servicio público de garantizar la seguridad del suministro y la protección a los consumidores.
- 4) La necesidad de evitar una regulación excesiva del sector.
- 5) La utilización del procedimiento legislativo previsto en el Artículo 100 (a) del Tratado de la Unión Europea, que permite un diálogo político con el Parlamento Europeo y con el Consejo, así como consultas con las partes interesadas.

La UE ha aprobado recientemente una serie de Directivas que pretenden reformar el mercado eléctrico europeo. Estas reformas incluyen, entre otros asuntos, los siguientes elementos:

- En primer lugar, la adopción de Directivas sobre el transporte de electricidad y la transparencia de precios. La Directiva de transporte permite a las compañías negociar derechos de tránsito a través de las redes de otros países, y la Directiva sobre transparencia de precios exige que las compañías faciliten a la Oficina Estadística las tarifas aplicadas a toda clase de usuarios.
- En segundo lugar, la reforma eléctrica europea también conlleva, de acuerdo con la Directiva relativa a las reglas comunes del Mercado Eléctrico Interior aprobada el 20 de junio de 1996 por el Consejo de la Energía de la UE:

- La apertura a la competencia de la construcción de nuevas instalaciones de generación y transporte de electricidad.
- La separación de la contabilización de las operaciones de generación, transporte y distribución de electricidad.
- La designación de un operador de la red de transporte y de distribución.
- La introducción del sistema de acceso negociado de terceros a la red, de forma que las compañías que deseen firmar contratos de suministro de electricidad deberán negociar con los operadores de las redes de transporte y/o distribución.

El operador de la red puede denegar el acceso a ella si al concederlo pueden verse afectadas sus obligaciones derivadas del servicio público. Los Estados Miembros de la UE mantendrán sus facultades normativas en la fijación de los precios de la electricidad para todos los consumidores finales que no estén capacitados por su volumen de consumo para tener acceso directo a la red, y podrán determinar la naturaleza y el ámbito de las obligaciones de servicio público de las compañías de distribución. Igualmente, tendrán libertad en cuanto a la forma de dar cumplimiento a la Directiva (v.g. podrán crear una autoridad reguladora independiente).

– En tercer lugar, los grandes consumidores de electricidad podrán contratar directamente con los productores de electricidad.

La Directiva también ha introducido un sistema de “*comprador único*” como alternativa a la negociada estructura de acceso a terceros. Según esta alternativa, la electricidad contratada por un consumidor con capacidad de elección a un productor de fuera o de dentro del territorio cubierto por el sistema debe ser adquirida por el comprador único que designen los Estados Miembros de la Unión Europea.

IV.2. Actividades principales del emisor y su Grupo

La principal actividad de Hidroeléctrica del Cantábrico es la producción, transformación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Las sociedades dependientes están básicamente dedicadas a la adquisición, distribución y venta de gas natural, a procesos de

cogeneración y a la promoción de servicios de telecomunicaciones avanzadas.

Remitimos a los puntos III.6. y III.7. del presente folleto, donde figuran pormenorizadamente todas las sociedades que forman el grupo Hidrocantábrico.

A continuación se ofrecen, en formato reducido, los Balances de situación y la Cuenta de Resultados del Grupo.

BALANCES DE SITUACIÓN DEL GRUPO HIDROCANTABRICO EN FORMATO RESUMIDO

Uds : Millones de pesetas

ACTIVO	1998	1997	1996
Total inmovilizado	271.280	259.564	275.295
Fondo de Comercio de Consolidación	1.450	1.623	30
Gastos a Distribuir en Varios Ejercicios	9.069	11.346	7.424
Activo Circulante	30.754	28.738	24.254
TOTAL ACTIVO	312.553	301.271	307.003

PASIVO	1998	1997	1996
Total Fondos Propios	168.774	168.921	168.769
Socios Externos	1	924	575
Ingresos a Distribuir en Varios Ejercicios	4.392	3.573	3.255
Provisiones Riesgos y Gastos	10.067	2.637	6.005
Deudas a Largo Plazo	68.298	74.696	65.630
Deudas a Corto Plazo	61.021	50.520	62.769
TOTAL PASIVO	312.553	301.271	307.003

	1998	1997	1996
Deuda Financiera (Millones)	97.207	90.900	96.495
Activo Circulante / Deudas a Corto Plazo	0,5	0,6	0,4
Deudas Totales / Total Pasivo (%)	41,4	41,6	41,8
Fondos Propios+S.Externos / Total Pasivo	54,0	56,4	55,2
Deuda Financiera / Recursos Generados	3,2	2,42	2,64

CUENTA DE RESULTADOS DEL GRUPO HIDROCANTABRICO EN FORMATO REDUCIDO

Uds : Millones de pesetas

	1998	1997	1996
Importe Neto Cifra de Negocios	81.835	102.069	104.939
Resultado de Explotación	27.041	25.127	31.398
Resultado Financiero	-5.286	-6.434	-8.853
Resultado Sociedades Participadas	61	121	33
Amortización Fondo de Comercio	-173	-102	-3
Resultado Actividades Ordinarias	21.643	18.712	22.575
Resultados Extraordinarios	-118	1.138	-1.379
Resultado Antes de Impuestos	21.525	19.850	21.196
Impuestos	-5.963	-4.471	-4.711
Resultado Después de Impuestos	15.562	15.379	16.485
Resultado Atribuido Sociedad Dominante	15.562	15.448	16.485
Recursos Generados	30.552	37.553	36.488

Resultado por acción (Pts/Acción)	412,44	409,41	436,90
Dividendo por acción	225	215	200
Fondos Propios por acción	4.473	4.477	4.473
Cotización al cierre del ejercicio	7.860	6.680	4.955

IV.2.1. Principales líneas de actividad y comparación con empresas del sector.

Las líneas de actividad de HIDROCANTABRICO son la producción, transformación, transporte y distribución de energía eléctrica. El ámbito de su actuación territorial se circunscribe al Principado de Asturias, donde suministra aproximadamente el 90% de la energía eléctrica consumida. Asimismo, sus centros de producción, con excepción de la participación en la Comunidad de Bienes de la Central Nuclear de Trillo, Hidráulica de Santillana, S.A. y Elcogás, S.A., están situados en Asturias.

En el cuadro siguiente se ofrecen las principales cifras del grupo HIDROCANTABRICO y las de los grupos empresariales más importantes integrados en el Sector Eléctrico.

DATOS COMPARATIVOS GRUPO HIDROCANTABRICO / SECTOR ELECTRICO

(Datos a 31/12/98)

	HIDROCANTABRICO	UNION FENOSA	IBERDROLA	ENDESA
INMOVILIZADO TOTAL	271.280	1.078.266	2.514.671	3.758.450
ACTIVO CIRCULANTE	30.754	127.632	265.068	508.522
FONDOS PROPIOS + SOCIOS EXTERNOS	168.775	411.948	1.294.566	1.534.838
DEUDAS A LARGO PLAZO	68.298	398.486	1.028.694	1.347.726
DEUDAS A CORTO PLAZO	61.021	245.307	478.176	876.743
TOTAL ACTIVO = TOTAL PASIVO	312.533	1.225.650	2.988.925	4.647.219
IMPORTE NETO CIFRA DE NEGOCIOS	81.835	306.806	690.270	1.100.032
RDO. ATRIBUIDO SOC. DOMINANTE	15.562	27.786	110.676	182.558
NUMERO MEDIO DE EMPLEADOS	1.166	7.286	13.042	21.446

Nota: Datos según la información del segundo semestre de 1998, remitida por las Sociedades a la C.N.M.V.

(Datos a 31/12/98)

	HIDROCANTABRICO	UNION FENOSA	IBERDROLA	ENDESA
Capacidad instalada (MW)	1.700	5.175	16.084	22.014
Producción (GWh)	8.674	20.542	48.740	89.440
Energía facturada Mdo. Própio (GWh)	6.812	23.210	61.480	74.073
Número de Clientes (Miles)	510	2.810	8.368	9.398

IV.2.1.1. Producción eléctrica

Sistema eléctrico nacional:

La explotación del sistema eléctrico nacional se realizó, a diferencia de años anteriores, bajo los principios de libre competencia entre los agentes generadores y distribuidores. La demanda eléctrica en barras de central en 1998 alcanzó los 172.673 GWh, aumentando un 6,5% sobre la de 1997. Este incremento de la demanda es el más elevado de los últimos 20 años.

La producción de origen hidráulico aumentó un 2,5% respecto a 1997. A final de año el nivel de llenado en los embalses alcanzaba un valor del 49%, valor cercano a la media estadística.

La producción térmica alcanzó los 60.190 GWh respecto a 1997. La generada con carbón nacional se redujo en un 15% y la producción con carbón de importación se multiplicó por 3,5 veces.

La producción nuclear se situó en 59.003 GWh, lo que supone un aumento del 6,7% en relación con 1997. Este nivel de producción representa un máximo histórico. La utilización media del parque nuclear fue del 88,7% frente al 83,3% del ejercicio anterior.

La generación con centrales de fuel fue de 3.262 GWh, frente a un valor testimonial de 209 GWh en 1997.

Finalmente, la producción en centrales de gas natural fue de 2.396 GWh, lo que representa un 63,9% de reducción respecto al ejercicio precedente.

A 31 de diciembre de 1998, el parque eléctrico peninsular contaba con una potencia de 43.522 MW y durante 1998 al mismo se incorporaron los aumentos de potencia nuclear de Cofuentes, Garoña y Ascó (58 MW). Asimismo, se dieron de baja 146 MW (C.H.Gran Urrutia y C.T. de Burceña).

El sistema peninsular de transporte contaba a finales de año con 30.339 km de líneas de alta tensión, 394 más que en 1997.

Grupo HIDROCANTABRICO:

El grupo Hidrocantábrico desarrolló su actividad durante 1998 en un entorno económico regional caracterizado por los siguientes rasgos básicos:

- Crecimiento del PIB en un 2,5%, menor que el 2,7% de 1997 y también inferior al 3,8% nacional.
- El sector industrial y el agrícola no han tenido un buen comportamiento, afectados, el primero, por procesos de reconversión y el segundo, por la reorientación de la política de ayudas comunitarias.
- El sector de la construcción y el sector servicios han mostrado un gran dinamismo, con crecimientos por encima de los del conjunto nacional, impulsando a la industria manufacturera de pequeñas y medianas empresas.
- La evolución del empleo ha sido positiva, con un crecimiento de la ocupación de casi un 1%, inferior a la media nacional.

En general podemos concluir que el entorno económico regional ha sido un factor positivo para el desarrollo de la actividad del grupo HIDROCANTABRICO.

A lo largo de 1998, Hidrocantábrico alcanzó una producción bruta de electricidad de 8.674 GWh, similar a la máxima histórica y un 14,9% más que la de 1997 a pesar de ser 1998 un año de alta producción hidráulica.

La producción hidráulica alcanzó la cifra de 802 GWh, un 13% y un 26% superior a la del año medio y anterior. La nuclear ascendió a 1.087 GWh, un 15,3% menos que en 1997, debido a la menor disponibilidad por avería en la Central de Trillo, y la térmica de carbón se situó en los 6.785 GWh, con un crecimiento del 20,6% sobre la de 1997.

Desde el punto de vista operativo, el funcionamiento del parque térmico ha sido ampliamente satisfactorio, con un elevado rendimiento de todo él y niveles de indisponibilidad de tan sólo un 2%.

La demanda de energía eléctrica en el mercado propio alcanzó los 6.812 GWh, lo que representó un aumento del 4,4% sobre el año anterior. La evolución de la misma por tipo de consumos reflejó un crecimiento de un

6,7% en los consumos domésticos; un incremento de los consumos industriales y comerciales en baja tensión del 8,2% y un aumento del 3,6% en alta tensión. Al cierre del ejercicio la potencia global contratada alcanzaba los 3.133 MW, un 1,8% superior a la del año anterior.

A continuación se incluyen cuatro cuadros: Datos comparativos de los últimos años; Balance energético de los tres últimos años; Evolución del mercado propio en los tres últimos años e Instalaciones en servicio a 31.12.1998, donde figuran los datos y cifras más representativos en cuanto a Producción y venta de energía eléctrica se refiere.

DATOS COMPARATIVOS DE LOS ULTIMOS AÑOS

GENERACION Y MERCADO	1.998	1.997	1.996	1.995	1.994	1.993	1.992	1.991
Potencia instalada (MW)	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.546	1.544	1.544
Producción total (GWh)	8.674	7.550	7.532	8.680	7.916	7.480	7.767	7.128
Punta máxima del mercado (MW)	1.013	1.007	995	952	892	905	921	913
Energía vertida a la red (GWh)	7.211	6.898	6.618	6.605	5.989	6.218	6.267	6.049
Energía facturada (GWh)	6.812	6.521	6.243	6.239	5.654	5.863	5.949	5.750
Clientes (Miles)	510	502	493	486	479	472	466	459
Nº de empleados	1.142	1.244	1.271	1.300	1.312	1.316	1.336	1.375

UNIDADES :

Megawatios (MW) = Miles de Kilowatios

Gigawatios hora (GWh) = Millones de Kilowatios hora

BALANCE ENERGETICO REFERIDO A LOS ULTIMOS TRES AÑOS

(Datos en millones de kilowatios hora)

ENERGIA	1.996	%	1.997	%	1.998	%
PRODUCCION HIDRAULICA	940	12	638	8	802	9
PRODUCCION TERMICA	5.332	71	5.628	75	6.785	78
PRODUCCION NUCLEAR	1.260	17	1.284	17	1.087	13
PRODUCCION BRUTA TOTAL	7.532	100	7.550	100	8.674	100
CONSUMOS PROPIOS Y BOMBEO	413		412		574	
PRODUCCION NETA TOTAL	7.119		7.138		8.100	
SALDO DE INTERCAMBIOS	-501		-240		-889	
ENERGIA EN RED	6.618		6.898		7.211	
PERDIDAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION	375		377		399	
MERCADO	6.243		6.521		6.812	

EVOLUCION DEL MERCADO PROPIO EN LOS ULTIMOS TRES AÑOS

(Datos en millones de kilowatios hora)

MERCADO	1.996	%	1.997	%	1.998	%
DOMESTICO	833	13	842	13	898	13
INDUSTRIAL BAJA TENSION	657	11	682	10	738	11
INDUSTRIAL ALTA TENSION	4.753	76	4.997	77	5.176	76
TOTAL	6.243	100	6.521	100	6.812	100

INSTALACIONES EN SERVICIO A 31-12-98

		TOTAL
POTENCIA INSTALADA :		H. Cantabrico
Hidroelectrica del Cantábrico :		
Hidraulica :		407.478 KW
Termica :		1.126.900 KW
Nuclear :		165.230 KW
Hidraulica de Santillana :	39.200 KW	19.152 KW
Hidroastur :	8.750 KW	2.188 KW
Genesa :	18.800 KW	8.700 KW
		1.729.648 KW

CENTRALES	TIPO	POTENCIA (kW)	PRODUCCION 1.998 (GWh)	UTILIZACION 1.998 (horas)
MALVA (1.928)	HIDRAULICO	9.142	41,1	4.495
RIERA (1.945)	HIDRAULICO	7.824	28,7	3.671
PRIAÑES (1.952)	HIDRAULICO	18.432	54,3	2.944
SALIME (1/2) (1.953)	HIDRAULICO	63.000	162,9	2.586
MIRANDA (1.962)	HIDRAULICO	64.800	181,1	2.794
PROAZA (1.968)	HIDRAULICO	48.000	66,7	1.390
TANES (1.978)	HIDRAULICO	133.000	139,6	1.050
LA BARCA (1.993)	HIDRAULICO	55.280	103,8	1.878
LA FLORIDA (1.993)	HIDRAULICO	8.000	23,6	2.947
TOTAL HIDRAULICA		407.478	801,8	1.968
SOTO DE RIBERA (1/3) (1.962)	TERMICA	223.900	655,8	2.929
ABOÑO (1.974)	TERMICA	903.000	6.129,1	6.787
TOTAL TERMICA		1.126.900	6.784,9	6.021
TRILLO (15,5 %) (1.988)	NUCLEAR	165.230	1.087,4	6.581
TOTAL NUCLEAR		165.230	1.087,4	6.581
TOTAL		1.699.608	8.674,1	

Todas las centrales arriba señaladas son explotadas directamente por Hidrocantábrico.
 La central hidráulica de Salime la comparten al 50 % Hidrocantabrico y Grupo Endesa.
 La central térmica de Soto de Ribera la comparten a partes iguales Hidrocantábrico, Endesa e Iberdrola
 La Comunidad de Bienes de la Central Nuclear de Trillo está compuesta por Hidrocantábrico (15,5 %), Iberdrola (48%) ,
 Union Fenosa (34,5 %) y Nuclenor (2%) .

IV.2.1.2. Actividad de comercialización y distribución

Durante 1998 la energía eléctrica facturada en el mercado propio ascendió a 6.812 GWh, un 4,4% superior a la facturada en 1997.

Los consumos residenciales domésticos alcanzaron los 898 GWh, lo que representa un incremento del 6,7%. Los comerciales e industriales en baja tensión ascendieron a 738 GWh, aumentando un 8,2% siguiendo la trayectoria de los últimos años y los industriales de alta tensión se situaron en 5.176 GWh, con un incremento del 3,6%.

Al cierre del ejercicio el número de clientes eléctricos ascendía a 510.476, un 1,7% más que en el año anterior, y su potencia contratada superaba en un 1,8% la de 1997 y se situaba en 3.133 MW.

Diferenciado en tres grandes grupos, el número de clientes al finalizar 1998 era:

Domésticos:	447.957
Industrial baja tensión:	61.991
Industrial alta tensión:	528

Durante 1998 se llevaron a cabo distintas actuaciones en la distribución y atención al cliente entre la que cabe destacar:

- Plan Director de la Red de Distribución 1998/2002. Este plan, en el que se prevén invertir 15.000 Mpta, tiene como objetivo gestionar de forma centralizada toda la red de distribución con los mínimos niveles de pérdidas y la mejor calidad de suministro.
- Ampliación y desarrollo de la red. En el transcurso del ejercicio se instalaron 88 nuevos centros de transformación y se tendieron 315 km de redes de media y baja tensión. Y en el área de Electrificación Rural se realizaron obras y mejoras que supusieron inversiones superiores a los 1.000 Mpta. Desde que se pusieron en marcha estos planes, en 1985, se llevan invertidos 18.500 Mpta.
- Operación y automatización. Se contrató un módulo de gestión para el nuevo Despacho Central de Distribución. Este sustituirá a los cuatro sistemas actualmente en servicio, basados en un modelo de gestión

descentralizado de la red. Este nuevo sistema será operativo en 1999, permitiendo aumentar la eficiencia de la gestión de la red.

Las redes de distribución al final del año 1998 eran:

– Redes aéreas de M.T. (menos de 36 kV):	4.460 km
– Redes subterráneas de M.T. (menos de 36 kV):	454 km
– Redes aéreas de B.T.	9.897 km
– Redes subterráneas de B.T.	954 km

El número de centros de transformación asciende a 5.147 con una potencia de 1.019.610 kVA.

En cuanto a la distribución de gas en 1998, GAS DE ASTURIAS facturó 1.012 millones de termias, un 15,9% más que en 1997 con el siguiente desglose por sectores de consumo:

- 718 millones, el 71%, se suministraron al sector doméstico-comercial.
- 148 millones, el 15%, al industrial.
- 146 millones, el 14%, a la cogeneración.

En el transcurso del ejercicio se produjeron 9.602 altas de clientes, con una cifra final de 106.780, superior en un 9,9% a la de 1997. Del número total de clientes, casi 40.000 se han incorporado en los últimos cuatro años.

IV.2.2. Actividades de diversificación

Los planes de futuro de la sociedad se centran en completar la distribución de gas natural a todos los núcleos urbanos del área central de Asturias y en iniciar el suministro a la zona occidental de la región aprovechando el gasoducto Galicia-Asturias. A la culminación de estos planes, en el umbral del año 2000, el número de clientes del mercado asturiano habrá superado los 140.000.

Fuera de Asturias se sigue a la espera de que se resuelvan diversas solicitudes presentadas a través de las correspondientes sociedades filiales para distribuir gas en Castilla-La Mancha y Castilla-León, y hemos constituido paritariamente con LOPESA, la sociedad Desarrollos

Energéticos Canarios, S.A., que ha presentado solicitud para suministrar gas en cinco municipios de Canarias y Tenerife.

Asimismo, en el ejercicio 1998 se llegó a un acuerdo con EASTERN GROUP, grupo multienergético inglés, para operar conjuntamente en el campo del trading de energía. A tal fin se constituyó la sociedad Synergia Trading, S.A., con un capital social de 10 Mpta; al mismo tiempo EASTERN tomaba una participación del 5% en el capital de HIDROCANTABRICO. EASTERN no tiene ninguna opción de compra de acciones de HIDROCANTABRICO facilitada por esta sociedad.

IV.2.3. Principales costes e inputs

Uds. Millones de pesetas	1998	1997	1996
GASTOS DE EXPLOTACION			
Consumos y otros gastos externos	22.798	42.255	43.957
a)Compras de energía	3.964	19.622	22.292
b)Consumos de combustible	18.053	20.201	19.156
c)Otros consumos y gastos externos	781	2.432	2.509
Gastos de Personal	10.332	10.850	10.495
a)Sueldos y salarios	7.295	7.549	7.405
b)Cargas sociales	3.037	3.301	3.090
Dotación amortización inmovilizado	17.062	18.409	13.551
Variación Provisiones Tráfico	-1	-2	-81
Otros gastos de explotación	6.392	6.460	6.669

De acuerdo con la adaptación del Plan General de Contabilidad al Sector Eléctrico, el combustible nuclear se considera como existencia y no como inmovilizado material, reflejándose sus consumos en el epígrafe de consumo de combustible. Por este motivo, a efectos de que la información sea comparable, se han reclasificado a dicho epígrafe la amortización de los ejercicios 1997 y 1996.

Los consumos de carbón han sido en el año 1998 de 2.292 Tm, siendo el tipo de carbón utilizado la hulla, que supusieron 12.950 Mpta y los principales proveedores de este combustible son Hunosa, Mina La Camocha, S.A. y Coto Minero Jove, S.A., empresas todas ellas ubicadas en Asturias y cercanas a nuestras Centrales Térmicas. Otro consumo de estas centrales es el gas siderúrgico adquirido a Aceralía, que en 1998 ascendió a un volumen de 2.926 Dm³ y supuso un importe de 2.254 Mpta.

Por último, y en menor medida, el consumo de fuel-oil y gas-oil en este ejercicio ha sido de 8.298 Tm y de 1.825 litros, respectivamente, cuyos importes en pesetas son de 150 millones y 47 millones, respectivamente. Este combustible es adquirido a las empresas Campsa y Repsol.

Los consumos de combustible nuclear durante el ejercicio 1998 han sido de 603 Mpta, correspondientes al 15,5% de nuestra participación en Trillo.

El uranio bruto se adquiere a la Empresa Nacional de Uranio (ENUSA), única empresa autorizada a comercializar este combustible. El proceso de fabricación necesario para adaptarlo a las exigencias de la Central de Trillo es realizado por Siemens (KWU) en sus unidades de producción ubicadas en Alemania.

La Central de Trillo, al igual que el resto de centrales nucleares, genera unos residuos radioactivos que son gestionados por la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos (ENRESA). Los residuos se depositan en una piscina construida en el recinto de contención de la Central, hasta su posterior traslado por ENRESA a su ubicación definitiva.

El contrato de "outsourcing" firmado por HIDROCANTABRICO con Electronic Data Systems es un contrato a diez años de amplio espectro, con un coste anual de 330 Mpta, y supondrá una reducción del 50% en la plantilla del área de Sistemas y un menor número de contratistas externas.

IV.3. Circunstancias condicionantes:

IV.3.1. El grupo HIDROCANTABRICO desarrolló su actividad durante el ejercicio 1998 en un entorno económico regional caracterizado por:

- Un crecimiento del PIB del 2,5%, inferior al 2,7% de 1997 y también inferior al 3,8% nacional.
- El sector industrial no ha tenido un buen comportamiento, afectado por procesos de reconversión y el agrícola estuvo afectado por la reorientación de la política de ayudas comunitarias.
- El sector de la construcción y el sector servicios han mostrado un gran dinamismo, con crecimientos superiores a los del conjunto nacional.

- Y una evolución del empleo positiva con un crecimiento de la ocupación de casi un 1%, inferior a la media nacional.

En general, podemos concluir que el entorno económico regional ha sido un factor positivo para el desarrollo de la actividad de HIDROCANTABRICO.

Los factores de estacionalidad tienen poca incidencia en el resultado de HIDROCANTABRICO, debido, fundamentalmente, a que la producción de energía eléctrica se centra en centrales térmicas de carbón y el consumo eléctrico del mercado natural de la empresa se concentra en grandes consumidores, que ofrecen una regularidad en el consumo.

Así, en el año 1998, el 76% de los consumos fueron industriales de alta tensión (5.176 GWh). El cuadro siguiente muestra la evolución de la cuenta de resultados a lo largo del ejercicio 1998.

DATOS SELECCIONADOS DEL GRUPO CONSOLIDADO

RESULTADOS	EJERCICIO 1998						
	I Trimestre	%	II Trimestre	%	III Trimestre	%	IV Trimestre
+ Ingresos totales	30.665	25,38	58.798	48,66	88.635	73,35	120.846
- Aprovisionamientos, Gastos Externos y de Explotación	-16.988	25,41	-32.319	48,34	-49.416	73,91	-66.857
- Gastos de Personal	-2.707	26,20	-5.361	51,89	-7.890	76,36	-10.332
- Amortizaciones y Provisiones	-4.567	26,77	-9.158	53,69	-13.726	80,47	-17.057
= Resultado de Explotación	6.403	24,07	11.960	44,96	17.603	66,18	26.600
+/- Resultados Financieros	-1.309	26,12	-2.531	50,50	-3.745	74,72	-5.012
+/- Amortización Fondo Cons/Reversión Dif.Neg.Cons.	-43	24,86	-86	49,71	-130	75,14	-173
+/- Resultados Soc. Puesta en Equivalencia	145	237,70	165	270,49	110	180,33	61
= Resultados Actividades Ordinarias	5.196	24,19	9.508	44,27	13.838	64,43	21.476
+/- Resultados Extraordinarios	122	248,98	301	614,29	518	1.057,14	49
- Impuesto de Sociedades	-1.611	27,02	-2.991	50,16	-4.378	73,42	-5.963

= Resultado del Ejercicio	3.707	23,82	6.818	43,81	9.978	64,12	15.562
+/- Resultado Atribuido a Socios Externos							
= Resultados Atribuidos Sociedad Dominante	3.707	23,82	6.818	43,81	9.978	64,12	15.562
Plantilla media	1.242	103,93	1.219	102,01	1.204	100,75	1.195
Resultado Explotación / Cifra de negocios		20,9		20,34		19,86	
Resultado Ordinario / Cifra de Negocios		16,9		16,17		15,61	
Resultado del Ejercicio / Cifra de Negocios		12,1		11,60		11,26	

- IV.3.2. Hidroeléctrica del Cantábrico no tiene dependencias respecto a patentes y marcas que revistan una importancia fundamental para su actividad o rentabilidad.
- IV.3.3. En el campo de la investigación y desarrollo tecnológico, las actividades realizadas en 1998 responden a las siguientes líneas básicas: eficiencia energética, medio ambiente, automatización, y extensión de vida de las instalaciones de generación térmica.

El ejercicio se ha caracterizado por la continuidad y ampliación de proyectos que estaban en curso: desarrollo de catalizadores a partir de carbono para reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno, proyecto realizado en colaboración con el Instituto Nacional del Carbón (CSIC); modelización de la operación de condensadores de centrales térmicas; y control de redes de gases mediante modelos de lógica borrosa, proyectos que se realizan en colaboración con la Universidad de Oviedo. Asimismo, también en colaboración con la Universidad de Oviedo, se ha comenzado un nuevo proyecto: proyección térmica de capas antidesgaste en calderas de carbón pulverizado.

Durante 1998 se ha trabajado en la elaboración del Plan Medioambiental del Grupo para el periodo 1998-2004. El plan establece las líneas estratégicas y las actuaciones y mejoras coherentes con ellas, que se irán implementando gradualmente para afrontar con absoluta garantía las exigencias ambientales del futuro.

En el campo concreto de las actuaciones ambientales desarrolladas durante el ejercicio, hay que mencionar la actualización del sistema de control de emisiones y calidad del aire en las centrales térmicas; la construcción de un nuevo parque de carbones con un sistema de riego automático que reduce sensiblemente la emisión de partículas en suspensión y la restauración paisajística del antiguo, con la plantación de arbolado autóctono.

El conjunto de todas esas actuaciones y de otras que se vienen emprendiendo desde hace años ha permitido, por ejemplo, reducir en un 28% las emisiones específicas de SO₂ durante 1998.

En materia de residuos, se ha avanzado significativamente en el reciclado de residuos asimilables a los urbanos así como también en el de los

aceites usados. Y, por último, en Distribución se han eliminado tendidos y soterrado otros con el fin de eliminar sus impactos visuales.

Hidroeléctrica del Cantábrico, con una participación del 4%, equivalente a 332 Mpta, forma parte, junto con las empresas eléctricas E.D.F. (Francia), National Power (Inglaterra), ENEL (Italia), Electricidad de Portugal, ENDESA, IBERDROLA y Compañía Sevillana de Electricidad, de la sociedad anónima Elcogás, encargada de ejecutar el proyecto de la central térmica de gasificación integrada en ciclo combinado de Puertollano. Este proyecto demostrará una tecnología de conversión del carbón en electricidad, con mínimo impacto ambiental y de un alto rendimiento energético, recibiendo, por su carácter de demostración, un importante volumen de ayudas financieras, en forma de subvenciones, de la C.E.E., OCIDE y OCICARBON, así como del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Durante el ejercicio 1998, la planta se ha mantenido en operación con gas natural, alcanzando una producción de 752.493 MWh, y se ha completado la ingeniería y construcción de la gasificación de carbón, con importantes avances para la puesta en marcha con gas de síntesis.

- IV.3.4. No existe, ni ha existido en un pasado reciente, ningún litigio que tenga una incidencia importante sobre la situación financiera del emisor.
- IV.3.5. No ha habido ninguna interrupción en las actividades normales del emisor que haya tenido o pueda tener una incidencia importante sobre su situación financiera.

IV.4. Informaciones laborales:

- IV.4.1. La actividad laboral ha sido normal, sin ningún tipo de incidencia significativa que haya podido afectar el normal desarrollo de la actividad, ni a su situación económica.

El personal medio de la Sociedad y del Grupo en los tres últimos años es el siguiente:

	HIDROCANTABRICO			GRUPO CONSOLIDADO		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
Directivos	18	16	16	22	21	21
Técnicos	284	284	282	339	338	327
Administrativos	256	256	238	311	315	281

Operarios	<hr/>			<hr/>		
	570	542	492	622	591	537
	1.128	1.098	1.028	1.294	1.265	1.166

- IV.4.2. En el momento de redacción del presente folleto está en vigor el XVII Convenio Colectivo, que ha retrotraído sus efectos económico-salariales al día 1º de enero 1998 y será de aplicación hasta el 31 de diciembre del 2000.
- IV.4.3. Como complemento a la retribución monetaria, el personal perteneciente a Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. cuenta con una serie de prestaciones sociales recogidas en el convenio colectivo de la empresa, que contribuyen a mejorar el clima laboral como son: Residencias de descanso, anticipos para viviendas, becas y ayudas escolares, actividades culturales y deportivas, etc.

En el ejercicio 1996 se ha transformado el fondo interno de pensiones en otro de carácter externo. Esta transformación se llevó a cabo a través de las dos operaciones siguientes:

- Constitución de un Plan de pensiones externo para el personal activo, al que la Sociedad aportó el importe de los compromisos devengados por dicho personal durante 1996, que ascendió a 245 Mpta.
- Formalización de una póliza de seguro para cubrir los compromisos de pensiones del personal pasivo, abonando los 17.200 Mpta a que ascendió el importe íntegro de la prima.

En 1997 se ha hecho una exteriorización de pensiones, adicional a la aportación normal del ejercicio superior a los 8.200 Mpta, que sumados a los 17.200 Mpta ya aportados en 1996, eleva el importe exteriorizado de pensiones al concluir 1997 por encima del 90% del total de los compromisos que la sociedad tiene contraídos por este concepto.

Durante el ejercicio 1998 se ha constituido la póliza de seguro colectivo de vida para el personal pasivo de la Comunidad de Bienes de la C.T. de Soto de Ribera, habiendo aportado HIDROCANTABRICO un tercio de la prima correspondiente a su participación por importe de 274 Mpta, con lo que se culmina la exteriorización de los compromisos por pensiones con todo el personal pasivo.

IV.5. Política de inversiones:

IV.5.1. En los últimos tres años las inversiones de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. en nuevas instalaciones se han distribuido de la forma siguiente:

	1996 (Mpta)	1997 (Mpta)	1998 (Mpta)
Producción	2.464	2.140	2.448
Hidráulica	215	95	97
Térmica y Nuclear	2.237	2.031	2.345
Otras	12	14	6
Transmisión y transformación	208	411	276
Distribución	3.483	3.077	3.550
Otro inmovilizado	936	572	647
Inmovilizado financiero	1.142	3.471	14.368
	8.233	9.671	21.289

Para 1999 están previstas unas inversiones de 7.174 Mpta, de los que 1.969 irán destinados a GENERACION (1.640 Mpta a Centrales Térmicas; 272 Mpta a Centrales Hidráulicas; 56 Mpta a Despacho y Comunicaciones y 1 Mpta a Estructura de Generación), 3.242 Mpta a la DISTRIBUCION (550 Mpta a Transportes y Transformación, 890 Mpta a Electrificación Rural, 20 Mpta a Gestión Comercial; 680 Mpta a Red de Distribución; 1.100 Mpta a Unidades Territoriales y 2 Mpta a Estructura de distribución), 838 Mpta a ESTRUCTURA y 1.125 Mpta a Inversiones Extraordinarias.

En los dos primeros meses del año 1999 se han invertido 260 Mpta en GENERACION (161 Mpta en Nuclear; 56 Mpta en Térmica; 39 Mpta en Hidráulica y 4 Mpta en Despacho y Comunicaciones) y 498 Mpta en DISTRIBUCION (65 Mpta en Transporte y Transformación; 148 Mpta en Electrificación Rural; 2 Mpta en Gestión Comercial; 85 Mpta en Red de Distribución y 198 Mpta en Unidades Territoriales).

Asimismo, HIDROCANTABRICO cerró un acuerdo con IBERDROLA para la compra de 1/3 de la C.T. de Soto de Ribera, estimándose esta inversión en unos 20.000 Mpta.

IV.5.2. La obra en curso existente a 31 de diciembre de 1998 asciende a 3.001 Mpta, con el siguiente desglose: producción, 1.072 Mpta; transporte, 64 Mpta; subestaciones, 36 Mpta; distribución, 1.446 Mpta y otros, 383 Mpta.

IV.5.3. De cara al futuro las inversiones anuales recurrentes del grupo Hidrocantábrico se moverán entre los 9.000 y los 10.000 Mpta.

HIDROCANTABRICO ha comenzado durante el ejercicio 1998 el desarrollo del proyecto de construcción de una central de ciclo combinado de gas natural, de aproximadamente 400 MW, a instalar en Castejón, en la Comunidad de Navarra.

Para el desarrollo de dicho proyecto se ha creado la sociedad Eléctrica de la Ribera del Ebro, S.A., participada en un 90% por Hidroeléctrica del Cantábrico y el 10% restante por Caja de Ahorros de Navarra.

Igualmente, la sociedad está analizando y valorando la posibilidad de acometer en el horizonte de los próximos cinco años la construcción de otros dos nuevos grupos de la misma tecnología y capacidad y, por tanto, con cifras de inversión similares. En todo caso, la concreción de estos dos proyectos está menos definida y dependerá de aspectos relacionados con la ubicación, viabilidad técnica y estabilidad económica de los mismos.

IV.6. En todos los apartados de este capítulo IV, al mencionar los diferentes datos se hace aclaración si corresponden a datos consolidados o no.

IV.7. El grupo HIDROCANTABRICO al cierre del ejercicio 1998 tenía en curso todos los planes de actuación necesarios para resolver el "Efecto 2000". La situación de los planes elaborados al efecto era el siguiente:

- Los sistemas de tratamiento de la información relativos a la gestión de clientes eléctricos, nómina y económico-financieros ya han completado su transformación al cambio de milenio. El de gestión de clientes de distribución de gas está en vía de transformación y concluirá, según nuestras previsiones, en julio de 1999.
- Por lo que se refiere a los sistemas técnicos, desde 1998 se viene trabajando en la adaptación de los mismos en base a proyectos específicos. Para ello se han creado Grupos de Trabajo responsables de los diferentes sistemas, que coordinados por un Consultor Externo están supervisados y coordinados por un Comité de Seguimiento. Un Comité de Dirección da el visto bueno y aprueba todas las actuaciones que se emprenden.

El grado de avance de este proceso de transformación de los sistemas técnicos se puede cifrar en el 60%, y según nuestros planes estará concluido al finalizar el mes de junio de 1999.

Otros aspectos clave a destacar en relación con el plan de actuación tendente a resolver el Efecto 2000 son los siguientes:

- Los compromisos futuros relativos a inversiones u otras operaciones a realizar como consecuencia del “Efecto 2000” se han evaluado en 300 millones de pesetas.
- No se consideran relevantes los gastos y pérdidas derivados de la adecuación de las aplicaciones informáticas. En cualquier caso serán soportados sin dificultad por los ejercicios corrientes más próximos a la fecha crítica y principalmente por el ejercicio 1999.
- En virtud de lo comentado en el párrafo anterior, no se ha estimado necesario dotar provisiones en razón de los gastos y pérdidas que pudieran derivarse de la adecuación al “Efecto 2000”.
- Las aplicaciones informáticas de la compañía se encuentran totalmente amortizadas, por lo que el “Efecto 2000” no tendrá consecuencias sobre la vida útil de ninguna de ellas. Tampoco se prevén efectos relevantes sobre la amortización de los equipos, que serán sustituidos dentro del proceso normal de renovación sin consecuencias económicas relevantes.
- No se aprecian impactos que afecten al principio de empresa en funcionamiento a causa de los problemas derivados del “Efecto 2000”.

CAPITULO V.- El Patrimonio, la situación financiera y los resultados del emisor.

V.1. Informaciones contables individuales.

- V.1.1. En las páginas siguientes se ofrecen el Balance de situación y la Cuenta de Pérdidas y Ganancias referidos a los años 1996, 1997 y 1998.
- V.1.2. De la misma manera se ofrece el Cuadro de Origen y Aplicación de fondos correspondiente a los ejercicios mencionados en el epígrafe anterior.
- V.1.3. Como Anexo nº 2 al presente folleto se incorpora el Informe de Auditoría acompañado de las cuentas anuales (Balance, Cuenta de Pérdidas y Ganancias y Memoria) y del informe de gestión, correspondientes al ejercicio 1998, último ejercicio cerrado.

HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
BALANCE DE SITUACION A 31 DE DICIEMBRE 1996/1997/1998

ACTIVO	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
INMOVILIZADO :			
Inmovilizaciones materiales (Notas 6 y 7)-	260.147	240.816	231.760
Terrenos y construcciones	3.268	3.239	3.289
Instalaciones técnicas de energía eléctrica	392.930	388.599	394.696
Otras instalaciones, utillaje, mobiliario y otro inmovilizado	2.288	2.601	2.557
Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	1.928	2.358	2.694
Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	4	144	39
Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	-138.037	-153.563	-169.135
Otras amortizaciones	-2.234	-2.562	-2.380
Inmovilizaciones financieras (Nota 8)	7.705	10.290	27.116
Participaciones en empresas del Grupo	3.970	3.513	2.591
Participaciones en empresas asociadas	1.030	3.687	5.186
Cartera de valores a largo plazo	1.305	1.104	14.590
Otros créditos	1.655	1.498	1.572
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	24	30	32
Provisiones	-555	-300	-757
Administraciones públicas a largo plazo (Nota 14)	276	758	3.902
Total inmovilizado	267.852	251.106	258.876
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS (Nota 11)	7.384	11.152	8.999
ACTIVO CIRCULANTE :			
Existencias (Nota15)-	3.799	5.746	3.808
Materias energéticas :			
Combustible nuclear		1.582	1.668
Otras materias energéticas	3.089	3.499	1.502
Otros aprovisionamientos	706	655	636
Anticipos	4	10	2
Deudores-	15.156	17.027	15.432
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	9.115	8.467	9.912
Empresas del Grupo y asociadas deudoras (Nota 15)	35	37	105
Deudores varios	3.164	4.341	3.259
Personal	74	73	72
Administraciones públicas (Nota 14)	2.928	4.259	2.225
Provisiones	-160	-150	-141
Inversiones financieras temporales (Nota 8)	99	420	2.270
Acciones propias a corto plazo (Nota 9)	1.653	1.653	7.852
Tesorería	496	656	613
Ajustes por periodificación	824	587	506
Total activo circulante	22.027	26.089	30.481
TOTAL ACTIVO	297.263	288.347	298.356

Las notas 1 a 21 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de estos balances de situación

HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.

BALANCE DE SITUACION A 31 DE DICIEMBRE 1996/1997/1998

PASIVO	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
FONDOS PROPIOS (Notas 9 Y 10) :			
Capital suscrito	37.732	37.732	37.732
Prima de emisión	9.220	9.220	9.220
Reserva de revalorización	55.908	55.908	55.863
Reserva legal	7.597	7.597	7.597
Reserva para acciones propias	1.653	1.653	7.852
Otras reservas	31.789	25.389	11.780
Remanente	9.564	16.507	23.056
Pérdidas y ganancias (beneficio)	15.394	14.572	14.384
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	-5.472	-6.018	-6.297
Total fondos propios	163.385	162.560	161.187
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS :			
Subvenciones de capital	2.793	2.591	2.974
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	---	173	522
Total ingresos a distribuir en varios ejercicios	2.793	2.764	3.496
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS (Nota 11) :			
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	4.460	221	16
Otras provisiones	1.359	2.094	9.721
Total provisiones para riesgos y gastos	5.819	2.315	9.737
ACREEDORES A LARGO PLAZO :			
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables (Nota 12)	17.006	13.703	5.200
Deudas con entidades de crédito (Nota 13)	38.775	46.648	51.932
Otros acreedores -	7.641	11.986	8.757
Otras deudas	43	1.912	1.820
Administraciones Públicas a largo plazo (Nota 14)	7.598	10.074	6.937
Desembolsos pendientes sobre acciones no exigidos (Nota 8)	1.309	588	360
De empresas del Grupo	1.148	387	357
De otras empresas	161	201	3
Total acreedores a largo plazo	64.731	72.925	66.249
ACREEDORES A CORTO PLAZO :			
Emisiones de obligaciones y otros valores (Nota12)	30.588	21.917	34.518
Obligaciones, bonos y pagares de empresa	29.653	21.403	34.081
Intereses de obligaciones y otros valores	935	514	437
Deudas con entidades de crédito-	9.104	7.359	3.594
Préstamos y otras deudas (Nota 13)	8.627	6.631	3.132
Deudas por intereses	477	728	462
Deudas con empresas del Grupo y asociadas a corto plazo (Nota 15)	377	446	355
Acreedores comerciales	9.570	10.111	7.061
Otras deudas no comerciales-	9.853	7.148	11.126
Administraciones Públicas (Nota14)	5.085	2.723	5.923
Otras deudas	3.315	3.101	3.582
Remuneraciones pendientes de pago	627	414	633
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	826	910	988
Provisiones para operaciones de tráfico	1.043	802	1.033
Total acreedores a corto plazo	60.535	47.783	57.687
TOTAL PASIVO	297.263	288.347	298.356

Las notas 1 a 21 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de estos balances de situación

HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS AL 31 DE DICIEMBRE 1996/1997/1998

DEBE	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
GASTOS :			
Aprovisionamientos -			
Compras de energía	22.292	19.622	3.775
Consumo e materias energéticas y otros aprovisionamientos (Nota 15)	17.297	18.888	16.519
Otros gastos externos	2.531	2.442	1.025
Gastos de personal (Notas 15 y 16)-			
Sueldos, salarios y asimilados	6.510	6.628	6.412
Cargas sociales	2.763	2.976	2.743
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado (Nota 15)	13.609	17.462	16.045
Variación de las provisiones de tráfico(Nota 15)-			
Variación de provisiones y pérdidas de créditos incobrables	-92	-10	-9
Otros gastos de explotación-			
Servicios exteriores	4.364	3.973	3.791
Tributos	1.332	1.346	1.279
Otros gastos de gestión corriente	313	301	430
Beneficios de explotación	29.817	23.772	25.101
Gastos financieros y gastos asimilados	7.416	6.312	4.749
Variación de las provisiones de inversiones financieras	82	-255	457
Diferencias negativas de cambio	---	13	39
Actualización financiera de los compromisos por pensiones (Nota 11)	1.482	539	223
Resultados financieros positivos	---	---	---
Beneficio de las actividades ordinarias	21.063	17.419	19.884
Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	21	72	11
Gastos extraordinarios	2.581	---	429
Gastos y pérdidas de otros ejercicios	244	40	96
Resultados extraordinarios positivos	---	1.115	---
Beneficios antes de impuestos	19.645	18.534	19.726
Impuesto sobre sociedades (Nota 14)	4.251	3.962	5.342
Resultado del ejercicio (beneficios)	15.394	14.572	14.384

Las notas 1 a 21 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias.

HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS AL 31 DE DICIEMBRE 1996/1997/1998

HABER	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
INGRESOS :			
Importe neto de la cifra de negocios (Nota 15)	99.849	96.584	75.517
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	395	291	413
Otros ingresos de explotación-			
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	472	502	1.111
Subvenciones	20	23	70
Pérdidas de explotación	---	---	---
Ingresos de participaciones en capital-			
En empresas asociadas	---	---	109
En empresas fuera del Grupo	21	120	18
Ingresos de otros valores negociables y créditos del activo inmovilizado-			
De empresas del Grupo (Nota15)	---	---	26
De empresas fuera del Grupo	142	121	75
Otros intereses e ingresos asimilados	43	15	17
Diferencias positivas de cambio	20	---	6
Resultados financieros negativos	8.754	6.353	5.217
Pérdidas de las actividades ordinarias	---	---	---
Beneficios en enajenación de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	115	240	52
Subvenciones de capital y otros ingresos a distribuir transferidos al resultado del ejercicio	784	724	119
Ingresos extraordinarios	14	86	43
Ingresos y beneficios de otros ejercicios	515	177	164
Resultados extraordinarios negativos	1.418	---	158
Pérdidas antes de impuestos	---	---	---
Resultado del ejercicio (pérdidas)	---	---	---

Las notas 1 a 21 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias.

HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO S.A.

ORIGENES Y APLICACION DE FONDOS 1996 / 1997 / 1998

APLICACIONES	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)	ORIGENES	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
Adquisiciones de inmovilizado :				Recursos procedentes de las operaciones :			
Inmovilizaciones inmateriales	186	115	177	Resultado del ejercicio	15.394	14.572	14.384
Inmovilizaciones materiales	6.905	6.200	6.921	Amortizaciones	13.609	18.291	16.045
Inmovilizaciones financieras :				Diferencias de valoración en moneda extranjera	-16	13	---
Empresas del grupo y asociadas	692	3.368	805	Resultado enajenación de inmovilizado	-82	-152	-47
Otras inversiones financieras	278	103	13.563	Gastos a distribuir en varios ejercicios	---	254	398
Gastos a distribuir en varios ejercicios	7.384	3.729	357	Provisiones	5.064	907	548
Dividendos	7.977	8.024	8.302	Subvenciones de capital y otros ingresos a distribuir	-784	-724	-113
Cancelación o traspaso a corto de deuda a largo plazo :				Variación de impuestos anticipados y diferidos	1.602	2.517	-3.177
De empréstitos y otros pasivos análogos	4.160	4.003	8.503		<u>34.787</u>	<u>35.678</u>	<u>28.038</u>
De otras deudas	1.120	27.140	11.015	Subvenciones en capital	490	522	492
Provisiones para riesgos y gastos	11.847	5.345	1.047	Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	---	173	359
Gravamen Real Decreto-Ley 7/1.996	1.729	---	---	Deudas a largo plazo :			
				Empréstitos y otros pasivos análogos	250	700	---
				De deudas con entidades de crédito	---	35.000	16.000
				De otras deudas	18	22	207
				Enajenación de inmovilizado :			
				Inmovilizaciones materiales	134	291	81
				Inmovilizaciones financieras :			
				Empresas del grupo y asociadas	225	448	---
				Otras inversiones financieras	---	171	1
				Cancelación anticipada o traspaso a corto plazo de inmovilizaciones financieras	39	254	---
					<u>35.943</u>	<u>73.259</u>	<u>45.178</u>
TOTAL APLICACIONES	42.278	58.027	50.690	TOTAL ORIGENES			
EXCESO DE ORIGENES SOBRE APLICACIONES (AUMENTO DEL CAPITAL CIRCULANTE)	---	15.232	---	EXCESO DE APLICACIONES SOBRE ORIGENES (DISMINUCION DEL CAPITAL CIRCULANTE)	6.335	---	5.512

HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO S.A.

VARIACION DEL CAPITAL CIRCULANTE 1996 / 1997 / 1998

	1.996		1.997		1.998	
	AUMENTOS	DISMIN.	AUMENTOS	DISMIN.	AUMENTOS	DISMIN.
Existencias	---	1.707	365	---	---	1.938
Deudores	3.357	---	1.871	---	---	1.595
Acreedores a corto plazo	---	9.556	12.752	---	---	9.904
Inversiones financieras temporales	4	---	321	---	1.850	---
Acciones propias	1.653	---	---	---	6.199	---
Tesorería	---	63	160	---	---	43
Ajustes por periodificación	---	23	---	237	---	81
TOTAL	5.014	11.349	15.469	237	8.049	13.561
VARIACION CAPITAL CIRCULANTE	---	6.335	15.232	---	---	5.512

Hidroeléctrica del Cantábrico – Datos individuales

Ud.Millones de pesetas

	I. EVOLUCION ENDEUDAMIENTO NETO		
	1998	1997	1996
Emisión de Obligaciones y Bonos a Largo Plazo	5.200	13.703	17.006
Deudas con Entidades de Crédito a Largo Plazo	51.932	46.648	38.775
Otras Deudas a Largo Plazo	9.117	12.574	8.950
1.1 Endeudamiento Financiero a Largo Plazo	66.249	72.925	64.731
Emisión de Obligaciones y Bonos a Corto Plazo	34.518	21.917	30.588
Deudas con Entidades de Crédito a Corto Plazo	3.594	7.359	9.104
1.2 Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	38.112	29.276	39.692
1. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO BRUTO	104.361	102.201	104.423
Inversiones Financieras Temporales	10.122	2.073	1.752
Tesorería	613	656	496
2.Tesorería disponible	10.735	2.729	2.248
3.ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO (3= 1 - 2)	93.626	99.472	102.175
+ Financiación Recibida de Empresas del Grupo a Largo	0	0	0
- Financiación Concedida a Empresas del Grupo a Largo	0	0	0
4.1 Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo a Largo Plazo	0	0	0
+ Financiación Recibida de Empresas del Grupo a Corto	0	0	0
- Financiación Concedida a Empresas del Grupo a Corto	0	0	0
4.2 Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo a Largo Plazo	0	0	0
4. FINANCIACION RECIBIDA (CONCEDIDA) NETA GRUPO	0	0	0
5. TOTAL ENDEUDAMIENTO NETO (5 = 3 + 4)	93.626	99.472	102.175

% Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Bruto	154,5%	159,1%	156,5%
% Fondos Propios / Endeudamiento Neto Total	172,2%	163,4%	159,9%
% Endeudamiento Financiero Bruto / Deudas Totales	111,5%	84,7%	83,4%
% Endeudamiento Financiero C.P / Endeudamiento Financiero Bruto	36,5%	28,6%	38,0%
% Tesorería Disponible / Endeudamiento Financiero Corto Plazo	28,2%	9,3%	5,7%

	II. EVOLUCION FONDO DE MANIOBRA NETO		
	1998	1997	1996
+ Existencias	3.808	4.164	3.799
+ Clientes	9.876	8.354	8.990
- Acreedores Comerciales	-7.061	-10.111	-9.570
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	6.623	2.407	3.219
+ Otros Deudores a Corto Plazo	6.062	9.260	6.990
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	-12.514	-8.396	-11.273
= Fondo de Maniobra de Explotación	171	3.271	-1.064
+ Tesorería Disponible	10.735	2.729	2.248
+/- Financiación (Recibida) Concedida Neta Grupo a Corto Plazo	0	0	0
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	-38.112	-29.276	-39.693
= Fondo de Maniobra Neto	-27.206	-23.276	-38.509
% Fondo de Maniobra Neto / Capitales Permanentes	-11,3%	-9,7%	163,3%
% Fondo de Maniobra Neto / Stocks	-714,4%	-559,0%	---

Nota : En el año 1998 se incluye en el epígrafe de Existencias el importe correspondiente a combustible nuclear. En los años 1996 y 1997 este concepto se consideraba dentro del capítulo de Inmovilizado.

RECLASIFICACION DEUDA FINANCIERA HIDROCANTABRICO

(Mpta)

<u>Concepto</u>	<u>Saldos a 31/12/98</u>	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>Resto</u>
EMPRESTITOS	11.503	7.503	0	0	4.000
PMOS MDA EXTRANJERA (1)	1.137	1.137	0	0	0
PMOS SINDICADOS	12.000	0	0	0	12.000
PRESTAMOS BILATERALES	39.000	0	0	4000	35.000
LINEA DE PAGARES (2)	20.800	19.600	1.200	0	0
LINEAS DE CREDITO	2.927	1.995	932	0	0
PAGARES A MEDIDA (2)	6.978	6.978	0	0	0
TOTALES	94.345	37.213	2.132	4.000	51.000

(1): Valorados a tipos de cambio de 31/12/98.

(2): Importe nominal.

Nota: No se incluyen en este cuadro los conceptos de endeudamiento que no representan deuda financiera, recogidos en los epígrafes del balance "Otros acreedores a largo plazo", "Desembolsos pendientes sobre acciones no exigidos", "intereses de obligaciones y otros valores" y "Deudas por intereses".

V.1.4. Resultados económicos

Los Resultados de la Actividad Ordinaria de HIDROCANTABRICO en 1998 ascendieron a 19.884 Mpta, con un crecimiento del 14,1% sobre 1997. Igualmente, el Beneficio antes de Impuestos superó en un 6,4% al del año anterior, hasta alcanzar los 19.726 Mpta. Y el Beneficio después de Impuestos fue de 14.384 Mpta, sólo 1,3% menos que en 1997, a pesar de soportar un aumento del 26,5% en el tipo impositivo que grava el beneficio, al haberse agotado casi en su totalidad las desgravaciones fiscales asociadas a la exteriorización de pensiones, una vez que ésta hubiera quedado prácticamente concluida en 1997.

La cifra de negocios de HIDROCANTABRICO se situó en 75.517 Mpta, un 21,8% menos que en 1997. Esta caída del volumen de ingresos, aun a pesar de que la producción eléctrica se hubiera incrementado significativamente, ha sido debida a la reducción de la tarifa eléctrica en un 3,6%, a la disminución de ingresos por trasvase de una parte de los mismos a compensar a las compañías eléctricas extrapeninsulares, al cambio de criterio en la periodificación de determinados ingresos y por último, y de manera determinante, a la eliminación, tanto a nivel de ventas como de compras, de la energía que hasta 1997 se adquiría preceptivamente a Endesa y se devolvía a la red.

En el ámbito de los costes, el esfuerzo y los planes de gestión implementados para contener el gasto, han situado los costes operativos en 15.339 Mpta, haciéndolos descender un 5,8% sobre los del año 1997. Es éste un logro destacable teniendo en cuenta los ajustados costes de los que ya se partía.

Los gastos de aprovisionamientos de energía y combustible (20.294 Mpta) se redujeron también en un 47,3% y en este descenso han influido las ganancias de eficiencia en la gestión de las compras y, sobre todo, la ya aludida eliminación de la compra de energía eléctrica a Endesa.

Las amortizaciones han alcanzado los 16.045 Mpta, y su descenso del 8,1% sobre 1997 está relacionado con el ajuste del valor de Trillo, practicado en dicho año, y con los cambios de criterio introducidos en la amortización de los activos como consecuencia de la regulación específica de los costes de transición a la competencia.

Los gastos financieros, incluida la actualización financiera del fondo de pensiones, se situaron en 5.011 Mpta, un 27% menos que en 1997, como consecuencia del descenso de los tipos de interés en los mercados financieros y también de operar con un nivel de endeudamiento medio menor, aun cuando el año se hubiera cerrado con mayor deuda.

Los Resultados Extraordinarios han sido negativos en 158 Mpta frente a los 1.115 Mpta de 1997. Este cambio de signo ha sido debido a la contabilización de mayores gastos y a la periodificación en mayor plazo de determinados ingresos como las subvenciones y derechos de acometida eléctricos.

En resumen, un ejercicio económico positivo en el que HIDROCANTABRICO, gracias a la calidad de sus activos y a la eficiencia de su gestión, ha logrado mejorar satisfactoriamente sus resultados, a pesar del recorte del 3,6% de la tarifa eléctrica, de la disminución adicional de ingresos que supuso la mayor compensación a las compañías eléctricas extrapeninsulares y del importante aumento de la presión fiscal.

Evolución Financiera

Durante 1998 los fondos generados por las operaciones han alcanzado los 28.038 Mpta, y las inversiones anuales en inmovilizado han ascendido a 21.446 Mpta. De esta cifra, 7.098 Mpta correspondieron a inversiones ordinarias recurrentes en la actividad eléctrica tradicional y 14.368 Mpta son inversiones de naturaleza financiera relacionada preferentemente con la compra de activos financieros, la adquisición del 9,6% de Red Eléctrica, la aportación de capital a los negocios de telecomunicaciones y las tomas de participación en proyectos de distribución de gas en Méjico.

Al cierre del ejercicio HIDROCANTABRICO cuenta con unos fondos propios de 161.187 Mpta. El endeudamiento explícito retribuable asciende a 94.345 Mpta, superior en un 6,9% al de 1997, debido a que los recursos autogenerados, a pesar de su elevado volumen, no lograron autofinanciar íntegramente las importantes inversiones del ejercicio, que como se ha dicho ascendieron a 28.038 Mpta.

Evolución Bursátil

La acción de Hidrocantábrico comenzó el año 1998 cotizándose a 6.680 pesetas y cerró el ejercicio en su máximo histórico de 7.860 pesetas (47,24 euros).

La revalorización del año, por tanto, ha sido del 17,7% y sumada al dividendo repartido ha proporcionado al accionista una rentabilidad del 21%, que viene a añadirse al 37% que ya había obtenido en 1997.

El volumen de negociación durante el año ha alcanzado los 18,7 millones de acciones, lo que representa el 49,6% del capital social. La negociación media diaria fue de 75.480 acciones y la capitalización bursátil de la compañía al cierre del ejercicio era de 296.576 millones de pesetas, con un PER del 19,1% y un "yield" del 3%

V.2. Informaciones contables consolidadas del grupo Hidroeléctrica del Cantábrico.

- V.2.1. En las páginas siguientes se ofrecen el Balance de situación y la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, ambos consolidados, correspondientes a los años 1996, 1997 y 1998.
- V.2.2. De la misma manera se ofrece el Cuadro de Origen y Aplicación de fondos correspondiente a los ejercicios 1996, 1997 y 1998.
- V.2.3. Como ya se ha dicho en el punto 1.3 del presente capítulo se incluye como Anexo del folleto el informe de auditoría, acompañado de las cuentas anuales y del informe de gestión consolidados, correspondientes al año 1998, último ejercicio cerrado.

GRUPO HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
BALANCE DE SITUACION AL 31 DE DICIEMBRE 1996/1997/1998

ACTIVO	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
Accionistas por desembolsos no exigidos	339	---	---
INMOVILIZADO :			
Gastos de establecimiento	75	80	8
Inmovilizaciones inmateriales, neto (Nota 7)	546	533	153
Inmovilizaciones materiales (Nota 8)-	270.510	253.415	245.724
Terrenos y construcciones	3.759	3.749	3.786
Instalaciones técnicas de energía eléctrica	392.930	388.599	394.699
Otras instalaciones, maquinaria y otro inmovilizado	15.539	18.759	20.978
Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso (Nota 9)	1.928	2.358	2.694
Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	162	422	307
Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	-138.037	-153.563	-169.135
Otras amortizaciones	-5.771	-6.909	-7.605
Inmovilizaciones financieras (Nota 10)-	3.825	5.536	25.395
Participaciones en empresas del Grupo	---	---	2.151
Participaciones en empresas asociadas	706	2.026	3.231
Créditos a empresas asociadas (Nota 17)	129	131	131
Cartera de valores a largo plazo	1.306	1.105	14.590
Otros créditos	1.691	1.508	1.593
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	62	67	77
Provisiones	-345	-59	-280
Administraciones Públicas a largo plazo (Nota 16)	276	758	3.902
Total inmovilizado	274.956	259.564	271.280
FONDO DE COMERCIO DE CONSOLIDACION (Nota 6)	30	1.623	1.450
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS (Nota 13)	7.424	11.346	9.069
ACTIVO CIRCULANTE :			
Existencias-	3.820	5.776	3.833
Materias energéticas :	3.089	5.081	3.170
Combustible nuclear		1.582	1.668
Otras materias energéticas	3.089	3.499	1.502
Otros aprovisionamientos	727	684	660
Anticipos	4	11	3
Deudores-	16.924	19.046	17.575
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	10.506	9.633	11.382
Empresas asociadas deudoras (Nota 17)	15	24	87
Deudores varios	3.174	4.350	3.263
Personal	91	81	79
Administraciones públicas (Nota 16)	3.340	5.154	2.954
Provisiones	-202	-196	-190
Inversiones financieras temporales	142	842	309
Acciones de la Sociedad dominante	1.653	1.653	7.852
Tesorería	891	832	679
Ajustes por periodificación	824	589	506
Total activo circulante	24.254	28.738	30.754
TOTAL ACTIVO	307.003	301.271	312.553

Las notas 1 a 23 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de estos balances de situación

GRUPO HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
BALANCE DE SITUACION AL 31 DE DICIEMBRE 1996/1997/1998

PASIVO	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
FONDOS PROPIOS (Notas 11 Y 12) :			
Capital suscrito	37.732	37.732	37.732
Prima de emisión	9.220	9.220	9.220
Reservas de revalorización	55.908	55.908	55.863
Reserva legal	7.597	7.597	7.597
Reserva para acciones de la Sociedad dominante	1.653	1.653	7.852
Otras reservas	31.789	25.389	11.780
Reservas en sociedades consolidadas por integración global o proporcional	4.264	5.369	6.218
Reservas en sociedades puestas en equivalencia	29	116	191
Remanente	9.564	16.507	23.056
Pérdidas y ganancias atribuibles a la Sociedad dominante (beneficio)	16.485	15.448	15.562
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	-5.472	-6.018	-6.297
Total fondos propios	168.769	168.921	168.774
SOCIOS EXTERNOS	575	924	1
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS :			
Subvenciones en capital	3.255	3.400	3.870
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	---	173	522
Total ingresos a distribuir en varios ejercicios	3.255	3.573	4.392
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS (Nota 13) :			
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	4.617	512	307
Otras provisiones	1.388	2.125	9.760
Total provisiones para riesgos y gastos	6.005	2.637	10.067
ACREEDORES A LARGO PLAZO			
Emisiones de obligaciones y otros valores (Nota 14)	17.006	13.703	5.200
Deudas con entidades de crédito (Nota 15)	40.789	48.728	54.318
Otros acreedores-	7.674	12.003	8.766
Otras deudas	76	1.929	1.829
Administraciones Públicas a largo plazo (Nota 16)	7.598	10.074	6.937
Desembolsos pendientes sobre acciones no exigidos (Nota 10)-	161	262	14
De otras inversiones financieras	161	262	14
Total acreedores a largo plazo	65.630	74.696	68.298
ACREEDORES A CORTO PLAZO			
Emisiones de obligaciones y otros valores (Nota14)-	30.588	21.917	34.518
Obligaciones, bonos y pagares de empresa	29.653	21.403	34.081
Intereses de obligaciones y otros valores	935	514	437
Deudas con entidades de crédito -	9.525	7.806	4.085
Préstamos y otras deudas (Nota 15)	9.047	7.066	3.608
Deudas por intereses	478	740	477
Deudas con empresas asociadas (Nota 17)	413	473	591
Acreedores comerciales	10.190	10.729	7.803
Otras deudas no comerciales -	11.008	8.787	12.984
Administraciones públicas (Nota16)	5.762	3.398	6.753
Otras deudas	3.718	3.989	4.537
Remuneraciones pendientes de pago	661	447	706
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo	867	953	988
Provisiones para operaciones de tráfico	1.043	802	1.033
Ajustes por periodificación	2	6	7
Total acreedores a corto plazo	62.769	50.520	61.021
TOTAL PASIVO	307.003	301.271	312.553

Las notas 1 a 23 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de estos balances de situación

GRUPO HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
CUENTAS DE PERDIDAS Y GANANCIAS AL 31 DE DICIEMBRE 1996/1997/1998

DEBE	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
GASTOS :			
Aprovisionamientos-			
Compras de energía	22.292	19.622	3.964
Consumo de materias energéticas y otros aprovisionamientos (Nota 17)	19.114	20.970	18.627
Otros gastos externos	1.743	1.663	207
Gastos de personal (Notas 17 y 18)-			
Sueldos, salarios y asimilados	7.405	7.549	7.295
Cargas sociales	3.090	3.301	3.037
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado (Nota 17)	14.359	18.409	17.062
Variación de las provisiones de tráfico (Nota 17)-			
Variación de las provisiones y pérdidas de créditos incobrables	-81	-2	-1
Otros gastos de explotación-			
Servicios exteriores	4.936	4.701	4.558
Tributos	1.419	1.454	1.384
Otros gastos de gestión corriente	314	305	450
Beneficios de explotación	31.398	25.127	27.041
Gastos financieros y gastos asimilados	7.656	6.469	4.876
Variación de las provisiones de inversiones financieras	-29	-311	267
Diferencias negativas de cambio	---	13	39
Actualización financiera de los compromisos por pensiones (Nota 13)	1.491	554	241
Resultados financieros positivos	---	---	---
Amortización del fondo de comercio de consolidación (Nota 6)	3	102	173
Beneficio de las actividades ordinarias	22.575	18.712	21.643
Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	26	76	38
Gastos extraordinarios	2.581	6	441
Gastos y pérdidas de otros ejercicios	244	40	96
Resultados extraordinarios positivos	---	1.138	---
Beneficios consolidados antes de impuestos	21.196	19.850	21.525
Impuesto sobre sociedades (Nota 16)	4.711	4.471	5.963
Resultado consolidado de ejercicio (beneficios)	16.485	15.379	15.562
Resultado atribuido a socios externos (beneficios)	---	---	---
Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad dominante (beneficios)	16.485	15.448	15.562

Las notas 1 a 23 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias.

GRUPO HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
CUENTAS DE PERDIDAS Y GANANCIAS AL 31 DE DICIEMBRE 1996/1997/1998

HABER	1.996 (Mpta.)	1.997 (Mpta.)	1.998 (Mpta.)
INGRESOS :			
Importe neto de la cifra de negocios (Nota 15)	99.849	96.584	75.517
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	395	291	413
Otros ingresos de explotación-			
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	472	502	1.111
Subvenciones	20	23	70
Pérdidas de explotación	---	---	---
Ingresos de participaciones en capital-			
En empresas asociadas	---	---	109
En empresas fuera del Grupo	21	120	18
Ingresos de otros valores negociables y créditos del activo inmovilizado-			
De empresas del Grupo (Nota15)	---	---	26
De empresas fuera del Grupo	142	121	75
Otros intereses e ingresos asimilados	43	15	17
Diferencias positivas de cambio	20	---	6
Resultados financieros negativos	8.754	6.353	5.217
Pérdidas de las actividades ordinarias	---	---	---
Beneficios en enajenación de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	115	240	52
Subvenciones de capital y otros ingresos a distribuir transferidos al resultado del ejercicio	784	724	119
Ingresos extraordinarios	14	86	43
Ingresos y beneficios de otros ejercicios	515	177	164
Resultados extraordinarios negativos	1.418	---	158
Pérdidas antes de impuestos	---	---	---
Resultado del ejercicio (pérdidas)	---	---	---

Las notas 1 a 21 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias.

GRUPO HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO S.A.

VARIACION DEL CAPITAL CIRCULANTE 1996 / 1997 / 1998

	1.996		1.997		1.998	
	AUMENTOS	DISMIN.	AUMENTOS	DISMIN.	AUMENTOS	DISMIN.
Existencias	---	1.722	374	---	---	1.943
Deudores	3.732	---	2.122	---	---	1.471
Acreedores a corto plazo	---	10.340	12.253	---	---	10.500
Inversiones financieras temporales	---	4	700	---	---	533
Acciones de la Sociedad dominante	1.653	---	---	---	6.199	---
Tesorería	235	---	---	59	---	153
Ajustes por periodificación	---	35	---	239	---	84
	<hr/>		<hr/>		<hr/>	
TOTAL	5.620	12.101	15.449	298	6.199	14.684
VARIACION CAPITAL CIRCULANTE	---	6.481	15.151	---	---	8.485

Hidroeléctrica del Cantábrico – Datos Consolidados
Ud.Millones de pesetas

	I. EVOLUCION ENDEUDAMIENTO NETO		
	1998	1997	1996
Emisión de Obligaciones y Bonos a Largo Plazo	5.200	13.703	17.006
Deudas con Entidades de Crédito a Largo Plazo	54.318	48.728	40.789
Otras Deudas a Largo Plazo	8.780	12.265	7.835
1.1 Endeudamiento Financiero a Largo Plazo	68.298	74.696	65.630
Emisión de Obligaciones y Bonos a Corto Plazo	34.518	21.917	30.588
Deudas con Entidades de Crédito a Corto Plazo	4.085	7.806	9.525
1.2 Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	38.603	29.723	40.113
1. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO BRUTO	106.901	104.419	105.743
Inversiones Financieras Temporales	8.161	2.495	1.795
Tesorería	679	832	891
2.Tesorería disponible	8.840	3.327	2.686
3.ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO (3= 1 - 2)	98.061	101.092	103.057
+ Financiación Recibida de Empresas del Grupo a Largo		0	0
- Financiación Concedida a Empresas del Grupo a Largo	-131	-131	-129
4.1 Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo a Largo Plazo	-131	-131	-129
+ Financiación Recibida de Empresas del Grupo a Corto	0	0	0
- Financiación Concedida a Empresas del Grupo a Corto	0	0	0
4.2 Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo a Largo Plazo	0	0	0
4. FINANCIACION RECIBIDA (CONCEDIDA) NETA GRUPO	-131	-131	-129
5. TOTAL ENDEUDAMIENTO NETO (5 = 3 + 4)	97.930	100.961	102.928

% Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Bruto	157,9%	161,8%	159,6%
% Fondos Propios / Endeudamiento Neto Total	172,1%	167,3%	164,0%
% Endeudamiento Financiero Bruto / Deudas Totales	109,2%	83,4%	82,4%
% Endeudamiento Financiero C.P /Endeudamiento Financiero Bruto	36,1%	28,5%	37,9%
% Tesorería Disponible / Endeudamiento Financiero Corto Plazo	22,9%	11,2%	6,7%

	II. EVOLUCION FONDO DE MANIOBRA NETO		
	1998	1997	1996
+ Existencias	3.833	4.194	3.820
+ Clientes	11.279	9.461	10.521
- Acreedores Comerciales	-8.394	-11.202	-10.603
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	6.718	2.453	3.738
+ Otros Deudores a Corto Plazo	6.802	10.174	7.227
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	-14.024	-9.595	-12.053
= Fondo de Maniobra de Explotación	-504	3.032	-1.088
+ Tesorería Disponible	8.840	3.327	2.686
+/- Financiación (Recibida) Concedida Neta Grupo a Corto Plazo	0	0	0
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	-38.603	-29.723	-40.113
= Fondo de Maniobra Neto	-30.267	-23.364	-38.515
% Fondo de Maniobra Neto / Capitales Permanentes	-12,0%	9,3%	-15,8%
% Fondo de Maniobra Neto / Stocks	-789,6%	557,1%	---

Nota : En el año 1998 se incluye en el epígrafe de Existencias el importe correspondiente a combustible nuclear. En los años 1996 y 1997 este concepto se consideraba dentro del capítulo de Inmovilizado.

RECLASIFICACION DEUDA FINANCIERA GRUPO HIDROCANTABRICO

(Mpta)

Concepto	Saldos a 31/12/98	1999	2000	2001	Resto
EMPRESTITOS	11.503	7.503	0	0	4.000
PMOS MDA EXTRANJERA (1)	1.137	1.137	0	0	0
PMOS SINDICADOS	13.070	0	1.070	0	12.000
PRESTAMOS BILATERALES	39.815	476		4.223	35.116
LINEA DE PAGARES (2)	20.800	19.600	1.200	0	0
LINEAS DE CREDITO	3.904	1.995	1.909	0	0
PAGARES A MEDIDA (2)	6.978	6.978	0	0	0
TOTALES	97.207	37.689	4.179	4.223	51.116

(1): Valorados a tipos de cambio de 31/12/98.

(2): Importe nominal.

Nota: No se incluyen en este cuadro los conceptos de endeudamiento que no representan deuda financiera, recogidos en los epígrafes del balance "Otros acreedores a largo plazo", "Desembolsos pendientes sobre acciones no exigidos", "intereses de obligaciones y otros valores" y "Deudas por intereses".

V.2.4. Resultados económicos

Los Resultados de la Actividad Ordinaria del Grupo Hidrocantábrico en 1998 ascendieron a 21.643 Mpta, con un crecimiento del 15,7% sobre 1997. Igualmente, el Beneficio antes de Impuestos superó en un 8,4% al del año anterior, hasta alcanzar los 21.525 Mpta. Y el Beneficio después de Impuestos fue de 15.562 Mpta, un 0,7% más que el de 1997, a pesar de soportar un aumento del 23% en el tipo impositivo que grava el beneficio, al haberse agotado casi en su totalidad las desgravaciones fiscales asociadas a la exteriorización de pensiones, una vez que ésta hubiera quedado prácticamente concluida en 1997.

La cifra de negocios del Grupo se situó en 81.835 Mpta, un 19,8% menos que en 1997. Esta caída de volumen de ingresos, aun a pesar de que la producción eléctrica y la distribución de gas se hubieran incrementado significativamente, ha sido debida a la reducción de la tarifa eléctrica en un 3,6%, a la disminución de ingresos por trasvase de una parte de los mismos a compensar a las compañías eléctricas extrapeninsulares, al cambio de criterio en la periodificación de determinados ingresos y por último y de manera determinante, a la eliminación, tanto a nivel de ventas como de compras, de la energía que hasta 1997 se adquiría preceptivamente a Endesa y se devolvía a la red.

En el ámbito de los costes, el esfuerzo y los planes de gestión implementados para contener el gasto, han situado los costes operativos del Grupo en 16.514 Mpta, haciéndolos descender un 6% sobre los del año 1997. Es éste un logro destacable teniendo en cuenta los ajustados costes de los que ya se partía.

Los gastos de aprovisionamientos de energía y combustible (22.591 Mpta) se redujeron también en un 44,3% y en este descenso han influido las ganancias de eficiencia en la gestión de las compras y, sobre todo, la ya aludida eliminación de la compra de energía eléctrica a Endesa.

Las amortizaciones han alcanzado los 17.062 Mpta, y su descenso del 7,3% sobre 1997 está relacionado con el ajuste del valor de Trillo, practicado en dicho año, y con los cambios de criterio introducidos en la amortización de los activos como consecuencia de la regulación específica de los costes de transición a la competencia.

Los gastos financieros, incluida la actualización financiera del fondo de pensiones, se situaron en 5.156 Mptqa, un 26,7% menos que en 1997, como consecuencia del descenso de los tipos de interés en los mercados financieros y también de operar con un nivel de endeudamiento medio menor, aun cuando el año se hubiera cerrado con mayor deuda.

Los Resultados Extraordinarios son negativos en 118 Mpta frente a los 1.138 positivos de 1997. El cambio de signo ha sido debido a la contabilización de mayores gastos extraordinarios y a la periodificación en mayor plazo de determinados ingresos como las subvenciones y derechos de acometida eléctricos.

En resumen, un ejercicio económico positivo en el que el Grupo, gracias a la calidad de sus activos y a la eficiencia de su gestión, ha logrado mejorar satisfactoriamente sus resultados, a pesar del recorte del 3,6% de la tarifa eléctrica, de la disminución adicional de ingresos que supuso la mayor compensación a las compañías eléctricas extrapeninsulares y del importante aumento de la presión fiscal.

Evolución financiera

Durante 1998 los fondos consolidados generados por las operaciones han alcanzado los 30.552 Mpta, y las inversiones anuales en inmovilizado han ascendido a 27.012 Mpta. De esta cifra, 10.406 Mpta correspondieron a inversiones ordinarias recurrentes en las actividades eléctrica y gasista tradicionales y 16.606 Mpta son inversiones de naturaleza financiera relacionada preferentemente con la compra de activos financieros, la adquisición del 9,6% de Red Eléctrica, la aportación de capital a los negocios de telecomunicaciones y las tomas de participación en proyectos de distribución de gas en Méjico.

Al cierre del ejercicio el Grupo cuenta con unos fondos propios de 168.774 Mpta. El endeudamiento explícito retribuable asciende a 97.207 Mpta, superior en un 6,9% al de 1997, debido a que los recursos autogenerados, a pesar de su elevado volumen, no lograron autofinanciar íntegramente las importantes inversiones del ejercicio, que como se ha dicho ascendieron a 26.246 Mpta.

Evolución bursátil

La acción de Hidrocantábrico comenzó el año 1998 cotizándose a 6.680 pesetas y cerró el ejercicio en su máximo histórico de 7.860 pesetas (47,24 euros).

La revalorización del año, por tanto, ha sido del 17,7% y sumada al dividendo repartido ha proporcionado al accionista una rentabilidad del 21%, que viene a añadirse al 37% que ya había obtenido en 1997.

El volumen de negociación durante el año ha alcanzado los 18,7 millones de acciones, lo que representa el 49,6% del capital social. La negociación media diaria fue de 75.480 acciones y la capitalización bursátil de la compañía al cierre del ejercicio era de 296.576 millones de pesetas, con un PER del 19,1% y un "yield" del 3%.

CAPITULO VI.- La administración, la dirección y el control de Hidroeléctrica del Cantábrico.

VI.1. Identificación y función en la Sociedad de las personas que se mencionan:

En el artículo 21º de los Estatutos Sociales se define que el número de vocales que constituyen el Consejo de Administración no podrá ser inferior a nueve, ni superior a veintiuno.

Los miembros del Consejo de Administración cesarán en sus cargos el 31 de diciembre del año en que cumplan la edad de 75 años, pasando en dicho momento a ser considerados como Consejeros Honorarios, salvo que la Junta General acuerde, en cualquier momento, la no aplicación de esta restricción respecto del Presidente del Consejo de Administración, y ello sin perjuicio del derecho reconocido en el artículo 137 de la Ley de Sociedades Anónimas. Los Consejeros Honorarios no se computarán a efectos del número mínimo y máximo de Consejeros establecido en el artículo 21º.

En el artículo 25º se especifica que el Consejo de Administración deberá reunirse al menos cuatro veces al año, procurando que sea una vez por trimestre.

En el artículo 12º-2ª de los Estatutos Sociales se define que la Junta General procederá al nombramiento y renovación del Consejo de Administración en la forma que previenen los Estatutos y las disposiciones legales vigentes, cubriendo o amortizando las vacantes que en el mismo se produzcan y ratificando, en su caso, los nombramientos de Consejeros hechos provisionalmente por el Consejo.

El artículo 22º establece que el cargo de Administrador durará tres años, pudiendo ser reelegidas una o más veces por el mismo periodo las personas que lo desempeñen.

El artículo 23º dice textualmente: “El Consejo designará de su seno la persona que haya de ocupar la Presidencia del mismo, el cual desempeñará dicho cargo por todo el tiempo que durare el mandato de Consejero que ostentaba en el momento de la designación. Para ser designado Presidente del Consejo de Administración es necesario haber formado parte del mismo durante al menos los dos años inmediatamente anteriores a dicha

designación, salvo que el Consejo acuerde dispensar este requisito, con el voto favorable de las dos terceras partes de sus componentes. El Consejo podrá asimismo designar uno o dos Vicepresidentes determinando, en este segundo supuesto, el orden de su cargo, pudiendo concederles facultades ejecutivas, en cuyo caso, al que se le atribuyan, tendrán las del artículo 31 de los presentes Estatutos, con la denominación de Vicepresidente Ejecutivo. En defecto del Presidente y Vicepresidentes actuará de Presidente el Consejero de más edad.

El Consejo designará también un Secretario del mismo, y, en su caso, si lo estima oportuno, un Vicesecretario, ninguno de los cuales tendrá que tener necesariamente la condición de Consejero, aunque sí la de Letrado. En defecto del Secretario Titular, o, en su caso, del Vicesecretario, hará las funciones de Secretario el Consejero de menor edad.

Unicamente podrán ser Consejeros de la Sociedad:

- a) Los accionistas personas físicas o jurídicas que hayan sido propietarios de al menos trescientas (300) acciones de la Sociedad con una antelación de al menos tres (3) años al momento de la designación. La mencionada antelación de, al menos, tres (3) años en la propiedad de las acciones de la Sociedad no será precisa cuando la designación o ratificación del Consejero se lleve a cabo por la Junta General previa propuesta del Consejo de Administración adoptada con el voto favorable de, al menos, las dos terceras (2/3) partes de sus miembros.
- b) Las personas que sean o hayan sido empleados directivos de la Sociedad o de cualquiera de sus sociedades filiales. Se consideran empleados directivos los vinculados con la Sociedad por una relación laboral que ostenten poderes generales de representación de la Sociedad empleadora.

Con ocasión de la aceptación de su nombramiento, los Consejeros deberán manifestar expresamente si concurre en ellos el requisito de la antigüedad como accionista, o el de ser o haber sido empleado directivo.”

VI.1.1. En la Junta General de 23.04.99 se fijó en 21 el número de componentes del Consejo de Administración, que queda constituido como sigue:

Presidentes de Honor:

D. Ignacio Herrero Garralda
D. Martín González del Valle

Presidente:

D. Oscar Fanjul Martín (23.04.99)

Consejero Delegado:

D. Antonio Tuñón Alvarez (23.06.97)

Consejeros:

D. Ignacio Herrero Alvarez (Grupo Caixa) (30.11.89)

D. Elías Masaveu Alonso del Campo (Grupo Masaveu) (30.11.89)

D. Demetrio Carceller Arce (Grupo Disa) (18.06.93)

D. Javier Ribas (Grupo Disa) (28.01.94)

D. Gonzalo Alvargonzález Figaredo (31.1.94)

D. Marcelino Armenter Vidal (Grupo Caixa) (18.06.96)

Dña. Rosa María Cullell Muniesa (Grupo Caixa) (18.06.96)

“Norteña Patrimonial, S.L.” (Grupo Caja de Asturias), representada por D. Manuel Menéndez Menéndez (18.06.96)

“Adygesinval, S.L.” (Grupo Caja de Asturias), representada por D. José Ignacio Riestra Heres (18.06.96)

“Adminsitadora Valtenas, S.L.” (Grupo Caja de Asturias), representada por D. Silverio Castro García (18.06.96)

“Asturiana de Administración de Valores Mobiliario, S.L.” (Grupo Caja de Asturias), representada por D. Luis Iturrioz Viñuela (18.06.96)

“Sociedad Anónima Tudela Veguín” (Grupo Masaveu), representada por D. José Fernández Beceiro. (11.12.98)

“Eastern Group Plc.” (Grupo Texas Utilities Company), representada por D. Paul C. Marsh (11.12.98)

“Logicalform Limited” (Grupo Texas Utilities Company), representada por D. James Whelan (11.12.98)

D. Fernando Ramírez Mazarredo (Grupo Caixa) (26.02.99)

D. Alfredo Pastor Bodmer (Grupo Banco Sabadell) (23.04.99)

D. José Luis Alvarez Margaride (23.04.99)

D. Pedro de Silva Cienfuegos-Jovellanos (23.04.99)

D. José Francisco Cosmen Adelaida (23.04.99)

Secretario de Consejo (No es Consejero):

D. Manuel Alvarez-Valdés y Valdés

Consejeros de Honor:

- D. Juan Alvargonzález González
- D. José Ignacio Cangas Herrero
- D. Alfonso García-Conde Tartière
- D. Ramón Hernández-Vaquero Fernández
- D. José Luis Baranda Ruiz

El artículo 29º de los Estatutos Sociales define que el Consejo de Administración queda facultado para que, si lo estima oportuno, pueda crear, de su seno, un órgano permanente, con la denominación, composición y normas de funcionamiento que estime adecuadas, sin más limitaciones que las señaladas en el artículo 141 de la Ley de Sociedades Anónimas. En el segundo párrafo del artículo 31º se dice que la delegación de facultades con carácter permanente, así como su revocación, y la determinación y el cese de los miembros del Consejo que hayan de formar parte, en su caso, del órgano permanente del Consejo de Administración, requerirá para su validez el voto favorable de las dos terceras partes (2/3) partes de los componentes del Consejo.

El Comité Permanente del Consejo está integrado como sigue:

Presidente:

- D. Oscar Fanjul Martín

Vocales:

- D. Antonio Tuñón Alvarez
- D. Ignacio Herrero Alvarez
- D. Elías Masaveu Alonso del Campo
- D. Demetrio Carceller Arce
- “Norteña Patrimonial, S.L.” representada por D. Manuel Menéndez Menéndez
- “Logicalform Limited” representada por D. James Whelan

Secretario del Comité Permanente:

- D. Manuel Alvarez-Valdés y Valdés

En la Junta General celebrada el 23.04.99 se designó consejeros con carácter independiente a D. José Luis Alvarez Margaride, D. Pedro de Silva Cienfuegos-Jovellanos y D. José Francisco Cosmen Adelaida. Tras estos nombramientos y los ceses de D. Martín González del Valle y Herrero y D.

Francisco Goicoerrotea Sarri el número de consejeros independientes asciende a cuatro, los tres que acaban de ser nombrados y D. Gonzalo Alvargonzález Figaredo.

Se entiende por Consejeros independientes aquéllos en que concurren las circunstancias de ser personas de acreditado prestigio en el ámbito empresarial, amplia experiencia e importante formación económica. (Se consideran Consejeros independientes a aquéllos que no representan a grupos empresariales).

Los Consejeros externos, tanto dominicales como independientes, constituyen una amplia mayoría sobre los ejecutivos, ya que sólo forma parte del Consejo un solo Consejero Ejecutivo, el Consejero Delegado.

El Consejo de Administración de la Sociedad en su reunión de 25 de marzo de 1994, ha aprobado el Reglamento Interno de Conducta en materia de mercado de valores cuya copia fue enviada a la C.N.M.V. con fecha 29.04.94 y fecha de registro de entrada 6.05.94. Está previsto que en fechas próximas se cree la función de auditoría interna, que realizará un control sobre la gestión de las diferentes áreas de la Sociedad.

Con fecha 23.04.99 se ha publicado en el Informe Anual el grado de asunción del Código de Buen Gobierno.

VI.1.2. La Dirección de la Sociedad está constituida por:

Consejero Delegado:

D. Antonio Tuñón Alvarez

Director General:

D. Germán González del Valle Chávarri

Director General:

D. Joaquín González Blas

Secretario General y del Consejo:

D. Manuel Alvarez-Valdés y Valdés

Director Financiero:

D. Manuel Amado Fernández Suárez

Director de Distribución:

D. Emilio Núñez Rea

Director de Producción:

D. Florentino Blanco Pedregal

Director de Control de Gestión:

D. Felipe Fernández Fernández

Director Social:

D. Javier Monteserín Fernández

Director de Proyectos Eléctricos:

D. Marcos Antuña Egocheaga

Director de Planificación Estratégica:

D. Jorge Corrales Llavona

Director de Sistemas de Información:

D. Valentín Vallina del Rosal

Director Administrativo:

D. Jesús Peón Cadavieco

Director Comercial:

D. Javier Sáenz de Jubera Alvarez

Director de Trading:

D. Carlos Eizaguirre Alvear

Existe un Comité de Dirección formado por los directores arriba señalados, que normalmente se reúne una vez al mes y en cualquier caso una vez al trimestre como mínimo.

VI.1.3. Hidroeléctrica del Cantábrico ha sido fundada hace más de cinco años.

VI.2. Conjunto de intereses en la Sociedad de las personas citadas anteriormente.

VI.2.1. Participaciones del Consejo de Administración en el capital social en el momento de redacción del presente folleto.

(Se toma como cifra de Capital Social la de 37.732.256 acciones de 1.000 pesetas nominales cada una)

CONSEJEROS	ACCIONES POSEIDAS	ACCIONES REPRESENTADAS	TOTAL ACCIONES	%
Tuñón Alvarez, Antonio	5.350		5.350	0,014
Alvargonzález Figaredo, Gonzalo	103.917		103.917	0,275
Herrero Alvarez, Ignacio (Grupo Caixa)	1.606		1.606	0,004
Ramirez Mazarredo, Fernando (Grupo Caixa)	100		100	0,000
Armenter Vidal, Marcelino (Grupo Caixa)	1.200		1.200	0,003
Cullell Muniesa, Rosa M ^a (Grupo Caixa)	100	3.968.000	3.968.100	10,516
Carceller Arce, Demetrio (Grupo Disa)	311.601		311.601	0,826
Ribas , Javier (Grupo Disa)	12.000		12.000	0,032
Masaveu Alonso del Campo, Elías (Grupo Masaveu)	35.764	103.555	139.319	0,369
Sociedad Anónima Tudela Veguin	1.886.671		1.886.671	5,000
"Norteña Patrimonial, S.L." ; "Adygesinval, S.L." "Administradora Valtenas, S.L." ; "Asturiana de Adminis- tración de Valores Mobiliario, S.L." (1)		3.785.300	3.785.300	10,032
"Eastern Group Plc." ; "Logicalform Ltd" (2)		1.886.700	1.886.700	5,000
	2.358.309	9.743.555	12.101.864	32,073

(1) Estas sociedades son filiales de Caja de Asturias y representantes de la misma en el Consejo de Administración

(2) Estas sociedades son filiales de Texas Utilities Company y representantes de la misma en el Consejo de Administración

Notas :

- En el momento de redacción del presente folleto no se poseen datos de la participación en el Capital Social de los últimos Consejeros nombrados en la Junta General del 23/04/99

- El Consejo representó (acciones propias + delegadas) un 39,55 % del Capital Social en la Junta General del 23/04/99

- VI.2.2. No existe participación alguna de los miembros del Consejo de Administración ni de la Dirección en transacciones de carácter inusual.
- VI.2.3. La política de remuneración al Consejo de Administración se contempla en los artículos 34 y 35 de los Estatutos Sociales.

En el punto 4º del artículo 34º referido a la distribución de beneficios se dice: “Hasta un tres por ciento para remuneración del Consejo y Comisión Ejecutiva, determinado en cada ejercicio por el primero, con las limitaciones establecidas en las disposiciones legales vigentes”.

Por otro lado, en el artículo 35º se define que el Consejo de Administración queda facultado, en los más amplios términos, para realizar entre sus componentes la distribución de su remuneración.

El importe de las retribuciones durante 1998 a los miembros del Consejo asciende a 351 Mpta a nivel individual (312 Mpta corresponden a sueldos y 39 Mpta a dietas) y 372 Mpta a nivel consolidado (357 Mpta corresponden a sueldos y 15 Mpta a dietas).

El importe de las retribuciones a directores asciende a 349 Mpta a nivel individual y 458 Mpta a nivel consolidado.

No existe ningún plan de opción sobre acciones para consejeros y directivos.

- VI.2.4. La Sociedad no tiene obligaciones contraídas en materia de pensiones y seguro de vida con los miembros del Consejo de Administración, salvo con aquéllos que simultanean el cargo con su condición de empleados de Hidrocantábrico y que, como tales, están incluidos en el régimen general.

El importe estimado de las obligaciones devengadas por este concepto correspondiente a los directores actuales y a sus antecesores asciende a 800 Mpta.

Las remuneraciones percibidas en 1998 por el Presidente y Consejeros de Honor ascienden a 63 Mpta.

- VI.2.5. El importe global de los créditos y anticipos todavía en vigor, concedidos por la empresa a los miembros de su Dirección asciende a 43 Mpta. El tipo de interés de estos préstamos oscila entre el 2,375% y el 7%. La vida media de los mismos es de aproximadamente 7 años.

VI.2.6. Algún miembro del Consejo ejerce fuera de la Sociedad actividades de alto nivel dentro de grupos bancarios o industriales. Ningún miembro de la Dirección ejerce actividades, fuera de la Sociedad, que sean significativas para la propia Sociedad.

Los Consejeros de Hidroeléctrica del Cantábrico que a su vez lo son de otras sociedades que cotizan en Bolsa son:

- D. Martín González del Valle en el Banco Herrero
- D. Ignacio Herrero Alvarez en el Banco Herrero
- D. Francisco Goicoerrotea Sarri en A.G.F., Unión Fénix
- D. Demetrio Carceller Arce en Sociedad Anónima DAM
- D. Marcelino Armenter Vidal en Banco Herrero
- D. Elías Masaveu Alonso del Campo en Banco de Santander y Bankinter

VI.3. No hay ningún grupo que por sí mismo ejerza el control de la compañía. Las participaciones más importantes se detallan en el punto VI.5.

VI.4. No existen preceptos estatutarios que supongan o puedan llegar a suponer una restricción o una limitación a la adquisición de participaciones importantes en la Sociedad por parte de terceros ajenos a la misma.

Sólo pueden asistir a las Juntas Generales los accionistas poseedores, como mínimo, de 50 acciones, siendo preciso también que estén al corriente en el pago de los dividendos pasivos.

Los titulares de menor participación podrán agruparse y conferir su representación a uno de los accionistas, que obtendrá así el derecho a la asistencia.

Un mismo accionista no podrá emitir votos en número tal que exceda de los correspondientes al dos por ciento (2 por 100) del capital nominal. No obstante, un accionista no estará sujeto a tal limitación si se cumplen conjuntamente los siguientes requisitos:

- a) El accionista que haya efectuado una adquisición de acciones que eleve su participación total por encima del dos por ciento (2 por 100) del capital o lo aumente por encima del dos por ciento (2 por 100) si ya fuera

superior a ese porcentaje, no estará sujeto a la anterior limitación por las participaciones debidamente comunicadas. La comunicación deberá hacerse por conducto notarial, que obre en poder de la sociedad, dentro de los siete (7) días hábiles siguientes a la formalización de la adquisición e indicará el porcentaje total del capital que ostenta el accionista; igual requisito deberá cumplirse cuando se adquieran obligaciones, bonos, u otros valores susceptibles de ser convertidos en acciones, que determinen la posibilidad de que la participación del accionista exceda de los citados porcentajes del capital nominal. No será necesario que aquella comunicación se haga por conducto notarial, ni dentro del expresado plazo, cuando la sociedad se haya dado expresamente por notificada de la adquisición y porcentaje de que se trate.

- b) En el supuesto de que el accionista hubiera adquirido acciones u obligaciones, bonos o valores convertibles en acciones de HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A., precisamente a través de una Oferta Pública de Adquisición, tal oferta deberá haberse extendido a la totalidad de los valores de ambas clases que se hallaren en circulación.

Se considerarán pertenecientes a un mismo accionista las participaciones que ostenten las personas y entidades interpuestas que actúen por cuenta de aquél aunque actúen en nombre propio, y las personas y entidades que pertenezcan al mismo grupo que aquél, entendiéndose por grupo el definido en el artículo 4 de la Ley 24/1998 del Mercado de Valores.

El Consejo de Administración podrá exigir en la convocatoria de la Junta General que las delegaciones de representación de los accionistas deban obrar en poder de la sociedad con una antelación de hasta siete días, indicando el nombre del representante.

Cada acción da derecho a un voto. No tendrán derecho a voto las acciones emitidas sin este derecho, salvo en los casos previstos en la legislación vigente.

En cualquier caso, cualquiera que sea su participación en el capital social, un mismo accionista no podrá emitir votos en número tal que exceda de los correspondientes al diez por ciento (10 por 100) del capital nominal. A estos efectos, se considerarán pertenecientes a un mismo accionista las participaciones que ostentan las personas y entidades interpuestas que

actúen por cuenta de aquél, aunque actúen en nombre propio, y las personas y entidades que pertenezcan al mismo grupo que aquél, entendiéndose por grupo el definido en el artículo 4 de la Ley 24/1998 del Mercado de Valores. La limitación anterior no afecta a los votos correspondientes a las acciones respecto a los cuales un accionista ostente la representación de acuerdo con lo previsto en el presente artículo, si bien, en relación con el número de votos correspondientes a las acciones de cada accionista representado, será también de aplicación la limitación a que se acaba de hacer referencia.

En todo lo demás, en lo que se refiere a la legitimación para asistir a la Junta General y a la representación de los accionistas con derecho a asistencia, se regirá por lo dispuesto en la legislación vigente, con la particularidad de que la facultad de los accionistas que tengan derecho de asistencia, de hacerse representar en la Junta por persona no accionista, queda limitada a los supuestos en que el representante sea el cónyuge, ascendiente o descendiente del representado, o cuando aquél ostente poder general conferido en documento público con facultades para administrar todo el patrimonio que el representado tuviese en territorio nacional.

Con autorización del Presidente, podrán asistir a las Juntas Generales los Directores, Gerentes y otras personas que formen parte de la organización de la sociedad.

VI.5. Los poseedores de participaciones significativas en el Capital Social de la empresa, conocidos por ella son:

	<u>Nº Acciones</u>
– Grupo Caixa con un 10,52%	3.968.000
– Grupo de la Caja de Asturias con un 10,03%	3.785.300
– Grupo Masaveu con un 5,37%	2.025.990
– Grupo Texas Utilities Company con un 5%	1.886.700

VI.6. El número aproximado de accionistas de Hidroeléctrica del Cantábrico, basado en el cómputo de la asistencia a la última Junta General de 18 de Junio de 1998 es 23.500.

Todas las acciones tienen derecho a voto pero, de acuerdo con el artículo 16 de los Estatutos de la Sociedad, un mismo accionista no podrá emitir votos

en un número tal que exceda de los correspondientes al 2% del capital nominal.

- VI.7.** No existen personas o Entidades prestamistas de la Sociedad que participen en las deudas a largo plazo de la misma en más de un 20%.

A nivel consolidado, al 31 de Diciembre de 1998 los importes dispuestos por Hidroeléctrica del Cantábrico de los créditos y préstamos bancarios, con garantía personal, pendientes de vencimiento eran los siguientes:

	Largo (Mpta)	Corto (Mpta)
Préstamos y créditos:		
En pesetas,		
Crédito sindicado Hidrocantábrico	12.000	-
Préstamo sindicado Gas de Asturias	1.070	-
Préstamos y créditos bilaterales	39.339	476
En moneda extranjera,		
Marcos alemanes	977	1.137
Líneas de crédito en pesetas	932	1.995
	54.318	3.608

- VI.8.** No existe un cliente cuyas compras representen un 25% de las ventas totales de la Sociedad.

Asimismo, no existe ningún proveedor que represente un 25% de las compras totales de la empresa.

- VI.9.** No hay esquemas de participación del personal en el capital del emisor.

- VI.10.** La empresa auditora Arthur Andersen y CIA, S.COM ha realizado para Hidroeléctrica del Cantábrico los siguientes servicios:

	<u>Mpta</u>
Auditoría	18
Traducción al inglés del informe anual	0,5
Revisión instalación explotación	2
Revisión inversiones	2
TOTAL	22,5

CAPITULO VII.- Información general del Ejercicio 1998 y Perspectivas de la Sociedad.

VII.1. Perspectivas de la Sociedad.

Avance provisional ejercicio 1999

Hasta 31 de marzo de 1999 la producción eléctrica ascendió a 2.411 GWh, un 18,7% más que en 1997. La energía distribuida en el mercado propio alcanzó los 1.882 GWh, cifra superior en un 5,9% a la del año anterior.

A partir de 1998 la actividad eléctrica se desarrolla ya en el ámbito de la nueva normativa establecida por la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, a cuyas características esenciales ya se ha hecho referencia. Bajo este nuevo marco normativo, que apunta a un funcionamiento del Sector Eléctrico de mayor liberalización y competencia, los objetivos y previsiones básicas de futuro de Hidrocantábrico son los siguientes:

- Alcanzar la máxima cuota de participación en la producción del mercado mayorista de electricidad, basándonos en la elevada disponibilidad y eficiencia de nuestro parque generador. En lo que va de ejercicio, la producción de HIDROCANTABRICO se ha incrementado casi un 19%.
- Iniciar una fase de incorporación de nueva potencia, basada en ciclos combinados de gas natural, para mejorar el mix de generación, lograr mayor flexibilidad en el funcionamiento del parque y adaptar la estructura de costes del mismo a un escenario de mayores riesgos.
- Reestructurar y racionalizar procesos e integrar sistemas y funciones de las distintas áreas y negocios para obtener sinergias operativas y reducir al máximo los costes de explotación.
- Adaptar y dimensionar la organización de la compañía a las exigencias del nuevo entorno regulatorio, potenciando especialmente aquellas actividades ya existentes que cobran mayor relevancia, y creando aquellas otras de nuevo cuño, como comercialización, trading, etc., necesarias para competir con éxito en el nuevo marco.
- Aumentar la autogeneración de fondos y reducir los niveles de gasto financiero y seguir creando valor y mejorando la rentabilidad para el accionista.

VII.2. Política de distribución de resultados, de inversiones y de endeudamiento.

A) Política de distribución de resultados

Hidrocantábrico mantiene una política tendencial de dividendos, conjugando la rentabilidad y la prudencia en el pago de los mismos, y razonablemente modulada con el mejor/peor balance económico de cada ejercicio, tomando las decisiones relativas al dividendo de cada año sobre una base de evolución homogénea de resultados.

El pay-out de la sociedad se viene situando entre el 50 y 55% en los últimos años, dándose así un gran equilibrio entre beneficio repartido y retenido.

El dividendo anual se distribuye mediante un sistema de cuatro pagos anuales, siendo los tres primeros dentro del año en curso y el último ya en el siguiente. Las fechas concretas del pago de dividendo y con el mismo orden temporal, son los días 15 de los meses de junio, septiembre, diciembre y marzo, siendo la última, esto es, la del mes de marzo del año siguiente, la que completa el dividendo de cada ejercicio.

B) Política de inversiones

Hidrocantábrico realiza inversiones recurrentes anuales, en los distintos grupos de las centrales térmicas, en actuaciones medioambientales y en los gastos operativos ordinarios de la sociedad que incluyen las compras de combustible nuclear, mejora y mantenimiento de centrales y redes de transporte y distribución.

Asimismo, se estudian distintas inversiones en las que la empresa basa sus expectativas de crecimiento (ver punto IV.5.3.) que, de materializarse, se realizarán en el territorio nacional peninsular, sin que se prevea actualmente actuaciones en otros países.

Estas inversiones se acometerán siempre que las razonables expectativas de rentabilidad de las mismas al capital aportado añada valor para los accionistas de la sociedad.

a) Política de endeudamiento

Las inversiones recurrentes se prevé que sean totalmente financiadas por recursos generados y las previsiones indican que, de no concretarse las nuevas inversiones de desarrollo, los fondos generados permitirán además reducir significativamente el volumen de deuda.

En caso de concretarse las expectativas de inversión, éstas serán financiadas en primer lugar con los recursos excedentarios con los que cuenta la empresa, y en segundo término mediante la captación de fondos de los mercados financieros, en los distintos instrumentos que el mismo ofrece, dependiendo en cada caso de las circunstancias y situación en que se encuentren los mismos.

VII.3. Resultados provisionales 1º trimestre de 1999

El resultado neto consolidado del Grupo Hidrocantábrico que se estima para el primer trimestre de 1999 es de 4.090 Mpta, un 10,3% superior al obtenido durante el primer trimestre de 1998. Este incremento del resultado se debe básicamente a los siguientes factores de signo contrario:

- Aumento de la producción de electricidad y distribución de gas, que eleva la cifra de negocios de los 30.515 Mpta del primer trimestre de 1998 hasta los 33.827 Mpta en este trimestre (10,9% de incremento).
- Reducción de los gastos financieros en un 13,2%.
- Aumento de las provisiones financieras en 1.110 Mpta.
- Incremento del Impuesto de Sociedades desde los 1.611 Mpta hasta los 1.924 Mpta.

El cuadro siguiente muestra la cuenta de resultados prevista en el primer trimestre de 1999 y la cuenta de resultados del primer trimestre de 1998.

BALANCE DE SITUACION AL 31 DE MARZO DE 1999 Y 1998

(Millones de pesetas)

ACTIVO	Consolidado		%
	1999	1998	
ACCIONISTAS POR DESEMBOLOS NO EXIGIDOS	-	-	
INMOVILIZADO			
Gastos de establecimiento	8	6	33,33
Inmovilizaciones Inmateriales	3.392	3.132	8,30
Amortizaciones de Inmovilizado Inmaterial	(3.169)	(2.942)	7,72
Inmovilizaciones Materiales	242.904	249.270	-2,55
Terrenos y Construcciones	3.765	3.729	0,97
Instalaciones Técnicas de energía eléctrica	395.091	389.114	1,54
Otras Instalaciones,maquinaria,utillaje, mobiliario y O Inm	21.009	18.081	16,19
Instalaciones Técnicas de energía eléctrica en curso	3.350	2.757	21,51
Anticipos e Inmovilizaciones Materiales en Curso	789	545	
Amortizaciones de Instal Técnicas de Energía Eléctrica	(173.177)	(157.857)	9,70
Otras Amortizaciones	(7.923)	(7.099)	11,61
Inmovilizaciones Financieras	26.248	6.514	302,95
Participaciones en Empresas del Grupo	-	-	
Participaciones en Empresas Asociadas	7.350	3.129	134,90
Créditos a Empresas Asociadas	131	130	0,77
Cartera de Valores a Largo Plazo	14.590	1.104	1221,56
Otros Créditos	1.588	1.526	4,06
Depósitos y Fianzas Constituidos a Largo Plazo	77	77	0,00
Provisiones	(1.390)	(210)	561,90
Administraciones Públicas a Largo Plazo	3.902	758	414,78
TOTAL INMOVILIZADO	269.383	255.980	5,24
FONDO DE COMERCIO DE CONSOLIDACION	1.728	1.583	9,16
De Sociedades Puestas en Equivalencia	1.728	1.583	9,16
GASTOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS	8.533	10.774	-20,80
ACTIVO CIRCULANTE			
Existencias	3.419	4.704	-27,32
Combustible Nuclear	1.898	1.723	10,16
Materias Energéticas y Otros Aprovisionamientos	1.521	2.981	-48,98
Deudores	18.831	15.376	22,47
Clientes	11.860	8.941	32,65
Empresas del Grupo y Asociadas Deudoras	85	56	51,79
Deudores Varios	5.133	3.442	49,13
Personal	79	79	0,00
Administraciones Públicas	1.862	3.051	-38,97
Provisiones	(188)	(193)	-2,59
Inversiones Financieras Temporales	463	318	45,60
Acciones Propias a C/ P	7.880	1.653	376,71
Tesoreria	474	794	-40,30
Ajustes por Periodificacion	445	596	-25,34
TOTAL	31.512	23.441	34,43
TOTAL ACTIVO	311.156	291.778	6,64

PASIVO	Consolidado		
	1999	1998	%
FONDOS PROPIOS			
Capital Suscrito	37.732	37.732	0,00
Prima de Emision	9.220	9.220	0,00
Reservas de Revalorizacion	55.863	55.908	-0,08
Reserva Legal	7.597	7.597	0,00
Reserva para Acciones Propias	7.880	1.653	376,71
Otras Reservas	11.469	25.389	-54,83
Remanente	23.056	16.245	41,93
Resultados de Ejercicios Anteriores	15.562	15.448	0,74
Reserva de Consolidación	6.393	5.521	15,79
Perdidas y Ganancias	4.090	3.707	10,33
Dividendo a Cuenta Entregado en el Ejercicio	(8.351)	(8.023)	4,09
	170.511	170.397	0,07
SOCIOS EXTERNOS	1	0	
	1	0	
INGRESOS A DISTRIBUIR EN VARIOS EJERCICIOS			
Subvenciones de Capital	3.928	3.333	17,85
Otros Ingresos a Distribuir	618	168	267,86
	4.546	3.501	29,85
PROVISIONES PARA RIESGOS Y GASTOS			
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	308	519	-40,66
Otras Provisiones	9.574	2.126	350,33
	9.882	2.645	273,61
ACREEDORES A LARGO PLAZO			
Emision de Obligaciones y Otros Valores Negociables	5.400	14.303	-62,25
Deudas con Entidades de Crédito	54.816	41.376	32,48
Otros Acreedores			
Otras Deudas	1.853	1.960	-5,46
Administraciones Públicas a Largo Plazo	6.938	10.074	-31,13
Desembolsos Pendientes Sobre Acciones no Exigidos			
De Empresas del Grupo	-	-	
De Otras Inversiones Financieras	1.291	262	392,75
	70.298	67.975	3,42
ACREEDORES A CORTO PLAZO			
Emisión de Obligaciones y Otros Valores Negociables			
Obligaciones no Convertibles	7.503	4.003	87,43
Otras Deudas Representadas en Valores Negociables	21.787	18.702	16,50
Deudas con Entidades de Crédito			
Préstamos y Otras Deudas	2.544	5.639	-54,89
Efectos en Circulación con Cargo Abonados	-	-	
Deudas por Intereses	620	603	2,82
Deudas con Sociedades del Grupo y Asociadas	299	453	-34,00
Acreedores Comerciales			
Deudas por Compras o Prestación de Servicios	7.729	6.860	12,67
Otras Deudas no Comerciales			
Administraciones Públicas	8.028	5.375	49,36
Otras Deudas	4.529	3.086	46,76
Remuneraciones Pendientes de Pago	654	619	5,65
Fianzas y Depósitos recibidos a Corto Plazo	1.003	982	2,14
Provisiones para Operaciones de Tráfico	1.053	865	21,73
Ajustes por Periodificación	169	73	131,51
	55.918	47.260	18,32

**CUENTAS DE PERDIDAS Y GANANCIAS CORRESPONDIENTES A LOS
EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS EL 31 DE MARZO DE 1999 Y 1998**
(Millones de Pesetas)

GASTOS	Consolidado		%
	1999	1998	
Aprovisionamientos			
Energía adquirida	11.338	10.391	9,11
Consumo de materias energéticas	5.730	4.905	16,82
Consumo de otros aprovisionamientos	121	109	11,01
Otros gastos externos	24	48	(50,00)
Gastos de personal			
Sueldos salarios y asimilados	1.899	1.862	1,99
Cargas sociales	792	845	(6,27)
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	4.392	4.567	(3,83)
Variación de las provisiones de tráfico			
De pérdidas y créditos incobrables	(1)	(3)	(66,67)
Servicios exteriores	1.224	1.087	12,60
Tributos	369	366	0,82
Otros gastos de gestión corriente	108	82	31,71
BENEFICIOS DE EXPLOTACION	8.164	6.404	27,48
Gastos financieros y asimilados	1.151	1.326	(13,20)
Variación de provisiones de inversiones financier	1.110	0	
Diferencias negativas de cambio	0	0	
Actualización financiera de los compromisos por pensiones	122	36	238,89
RESULTADOS FINANCIEROS POSITIVOS	-	-	
Amortización del fondo de comercio de consolidación	51	43	18,60
BENEFICIO DE LAS ACTIVIDADES ORDINARI.	5.792	5.196	11,47
Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial, material y cartera de control			
Gastos extraordinarios			
Gastos y pérdidas de otros ejercicios		40	(100,00)
RESULTADOS EXTRAORD. POSITIVOS	222	122	81,97
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	6.014	5.318	13,09
Impuesto sobre Sociedades	1.924	1.611	19,43
RESULTADO DEL EJERCICIO (BENEFICIO)	4.090	3.707	10,33
Resultado atribuido a Socios Externos (B°)	0	0	
RDO ATRIBUIDO A LA SDAD DOMINANTE	4.090	3.707	10,33

INGRESOS	Consolidado		%
	1999	1998	
Importe neto de la cifra de negocios	33.909	30.496	11,19
Trabajos efectuados por la empresa para su inmovilizado	120	123	(2,44)
Otros ingresos de explotación Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	131	44	197,73
PERDIDAS DE EXPLOTACION			
Ingresos de participaciones en capital En empresas del grupo y asociadas	-	-	
En empresas fuera del grupo	137	20	585,00
Ingresos de otros valores negociables y créditos del activo inmovilizado De empresas del grupo	-	-	
En empresas fuera del grupo	18	24	(25,00)
Otros intereses e ingresos asimilados	5	8	(37,50)
Diferencias positivas de cambio	20	-	
RESULTADOS FINANCIEROS NEGATIVOS	2.203	1.310	68,17
Participación en beneficios de sociedades puestas en equivalencia	(118)	145	(181,38)
PERDIDAS DE LAS ACTIVIDADES ORDINARIAS	-	-	
Beneficios en enajenación Inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	19	8	137,50
Subvenciones de capital transferidas al resultado del ejercicio	30	154	(80,52)
Ingresos extraordinarios e ingresos y beneficios de otros ejercicios	173	0	
RESULTADOS EXTRAORD. NEGATIVOS		0	
PERDIDAS ANTES DE IMPUESTOS	-	-	
RESULTADO DEL EJERCICIO (PERDIDAS)	-	-	