

### **3. LOS COSTES DE LAS TRANSFERENCIAS**

Tras la exposición conceptual desarrollada en el capítulo anterior, procederemos ahora a concretar tales conceptos en el caso específico de las transferencias intercuenas contempladas en este Plan Hidrológico Nacional.

Este capítulo se centrará en el estudio de los costes de las transferencias, y posteriores capítulos se dedicarán a los beneficios, y al contraste entre ambos.

#### **3.1. INTRODUCCIÓN**

Conforme a lo expuesto, seguidamente se desarrolla en detalle la estimación económica de los costes vinculados al esquema global de flujos de trasvases planteado en este Plan Nacional. Tal y como se mostró al exponer el análisis económico, estos costes de las transferencias son los correspondientes a la suma de los costes de implantación más los costes asociados más los otros costes directos que proceda tomar en consideración.

Conforme a lo indicado en la exposición conceptual general, el análisis de costes requiere determinar, en nuestro caso concreto, los siguientes elementos:

- Costes de primera inversión. Se realizan solo una vez en la vida útil del proyecto, al comienzo del mismo, y comprenden todas las partidas necesarias para que el proyecto pueda funcionar. Son los costes de capital o de construcción, tal y como se han descrito en el epígrafe introductorio de conceptos sobre la evaluación económica.
- Costes de circulación o de operación. Son los costes anuales necesarios para el funcionamiento del proyecto, están vinculados al transporte del agua (se miden de forma unitaria en pts/m<sup>3</sup>) y se realizan por tanto cada vez que se utilice la conducción. Su componente básica es el coste energético, y los derivados del alquiler de determinadas instalaciones existentes en la actualidad, de propiedad pública o privada. Dentro de este capítulo cabría englobar también los costes del tratamiento en origen que haya que aplicar al agua para la mejora de su calidad.
- Costes de mantenimiento y reposición. Al igual que los anteriores, son unos costes anuales en los que hay que incurrir para que el proyecto pueda funcionar correctamente, si bien éstos no están vinculados a la producción, sino que se computan anualmente con independencia de ésta.
- Costes de administración. Son análogos a los anteriores, e incluyen los gastos correspondientes del Organismo encargado de la gestión del proyecto.
- Afecciones hidroeléctricas. Valoran la disminución de producción hidroeléctrica que se producirá en los saltos existentes debida a la detracción de un determinado caudal en las tomas de las transferencias.

- Incremento de producción en saltos existentes. Al contrario que lo anterior, representan el incremento de producción que se producirá en los saltos existentes gracias al aumento de un determinado caudal aportado en los destinos.
- Otras afecciones. Valoran cualquier otra afección que el proyecto cause a terceros.
- Costes de compensación. Valoran económicamente la afección que se causa por la detracción de un volumen determinado de agua, y pueden interpretarse como un coste ambiental en las zonas de origen.
- Costes asociados, son los que se vinculan a la distribución y uso del agua en las zonas de destino, una vez transportados por la red de transferencias.

Dividiendo el esquema global de flujos en tramos de conducción, puntos de detracción de caudales en los ríos y puntos de suministro en destino, los anteriores costes se producirán en las siguientes situaciones:

- En las conducciones se incurre básicamente en costes tanto de primera inversión, como de circulación y de mantenimiento y reposición, pudiendo en aquéllas conducciones que engloben tramos de ríos con saltos hidroeléctricos existentes producirse también beneficios compensatorios por incremento de producción en dichos saltos.
- En los puntos de detracciones de caudales del esquema se producirán únicamente costes por afecciones hidroeléctricas o, en general, por otras afecciones, y los debidos a los costes de compensación.
- En los suministros en destino se generarán tanto los costes asociados debidos a la infraestructura de distribución como los beneficios debidos al incremento de producción en los posibles saltos existentes.

En los diferentes apartados del presente Documento se estudian con detalle estas componentes del coste, requeridas para conocer la solución económica óptima, el precio de la infraestructura requerida, los costes unitarios del agua, y la evaluación económica global de las transferencias.

Para ello se caracterizarán todos y cada uno de los tramos que componen las diferentes transferencias preseleccionadas en los documentos anteriores desde el punto de vista de sus costes, tal y como se ha expuesto anteriormente. Esta caracterización económica no sólo refleja los costes antes enunciados, sino que también incluye, de forma agregada, otros costes como los correspondientes a minimizar las afecciones ambientales, que ya han sido tenidos en cuenta explícitamente al preseleccionar el trazado de las transferencias y al analizar la viabilidad ambiental de las preseleccionadas.

Finalmente, y como se indicó, la red constituida por todos estos tramos, fuentes y demandas puede ser sometida a un proceso de optimización que permita llegar a obtener la solución de circulación general que, utilizando los puntos de suministro ya identificados, permite entregar el volumen correspondiente en cada zona de

demanda con el mínimo coste global. Se pretende, en definitiva, disponer de la información necesaria para acometer un análisis de minimización de costes y obtención de trazados y dimensionamientos óptimos para la red de transferencias.

### **3.2. ESTRUCTURA DE COSTES. METODOLOGÍA DE CÁLCULO**

En este capítulo se analiza la estructura de costes adoptada en este Plan Hidrológico Nacional, y se describen con detalle los fundamentos metodológicos y procedimientos empleados para su cálculo. Con ello, se concretan los principios conceptuales expuestos en el análisis económico de las transferencias.

#### **3.2.1. VALORACIÓN DE INVERSIONES O COSTES DE CONSTRUCCIÓN**

##### **3.2.1.1. PROCEDIMIENTO GENERAL**

La estimación de las inversiones de las diferentes conducciones planteadas en el presente estudio se ha realizado valorando las diferentes obras hidráulicas singulares de que consta cada una de ellas, a partir de sus principales parámetros de diseño, conforme a la metodología desarrollada y expuesta en el estudio *Valoración general de obras hidráulicas para estudios de planificación y viabilidad* realizado por el CEDEX para la Dirección General de Obras Hidráulicas y Calidad de las Aguas del Ministerio de Medio Ambiente, en el año 1.998, metodología que se resumirá seguidamente. En concreto, las tipologías de obras hidráulicas utilizadas en el presente trabajo han sido las siguientes:

- Presas de materiales sueltos
- Azudes de derivación
- Obras de transporte y distribución
  - Canales
  - Acueductos
  - Túneles en lámina libre.
  - Sifones
  - Tuberías a presión
- Balsas de regulación
- Estaciones de bombeo
- Aprovechamientos hidroeléctricos

La metodología del mencionado estudio consistía, básicamente, en la elaboración de un Modelo de Cálculo para cada tipo de obra hidráulica en estudio, que determina la valoración económica en función de sus principales parámetros de diseño y de los precios de las unidades de obra más significativos en cada caso. Dichos Modelos han sido implementados en hojas de cálculo, lo cual permite la actualización de los costes y el recálculo sin más que modificar las variables anteriores.

Los diferentes Modelos de Cálculo realizan las respectivas valoraciones dividiéndolas de la siguiente manera: de un lado, la de aquellas partes de la obra susceptibles de ser tipificadas mediante un “Diseño Tipo” (por ejemplo el cuerpo de una presa, la sección tipo de un canal o de un túnel, el movimiento de tierras de una balsa, etc), el cual define la obra mediante sus principales parámetros de diseño (altura, pendientes, capacidad, etc.); y, por otro lado, la de aquellas que resultan de difícil tipificación (el aliviadero o el desvío del río en una presa, los tratamientos geotécnicos, las obras de entrada y salida de un sifón o el drenaje transversal de un canal).

La valoración de las primeras se realiza sobre el “Diseño Tipo” adoptado, procediendo a medir las unidades de obra más significativas en cada caso y a su posterior valoración conforme los precios adoptados para las mismas. Las partes de difícil tipificación, por su parte, se han valorado como un porcentaje del total de la valoración de la obra, calibrado tras el análisis de diversas realizaciones llevadas a cabo recientemente. En particular, las medidas correctoras del impacto ambiental se han valorado en un 2% del total del presupuesto de ejecución material de la obra, cifra esta coincidente –como se ha indicado anteriormente- con la prevista en diversos proyectos consultados al respecto, e incluyendo en ese porcentaje las medidas correctoras ordinarias derivadas de la ejecución de la obra, tales como plantaciones, reforestaciones, etc;. Las correcciones medioambientales singulares de mayor envergadura deben, en su caso, ser objeto de valoración específica.

En el estudio mencionado se desarrollaban dos modelos de cálculo para cada una de las obras hidráulicas estudiadas: el llamado “Modelo General” y el “Modelo Simplificado”. El primero de ellos realizaba la valoración a partir de numerosos parámetros de diseño que caracterizaban la obra hidráulica en cuestión (por ejemplo, en las presas, la altura y longitud de coronación, los taludes aguas arriba y aguas abajo, la geometría de la cerrada, la anchura del núcleo y de los filtros, etc) y de los precios de las unidades de obra más significativas. El segundo, por su parte, simplificaba el procedimiento prefijando la mayoría de las variables anteriores, excepto uno ó dos de los parámetros más característicos (altura y longitud de coronación en las presas, caudal de diseño en las obras lineales, etc.), gracias a lo cual las valoraciones resultantes podían ser representadas gráficamente en función de pocas variables básicas.

Ambos Modelos fueron calibrados a partir de los costes de recientes obras ejecutadas o proyectadas por los Ministerios de Fomento y Medio Ambiente, obteniéndose desviaciones reducidas, perfectamente admisibles en valoraciones orientativas como las perseguidas por dichos Modelos.

En el presente trabajo, habida cuenta de la información disponible en la mayoría de las conducciones estudiadas, se ha optado por utilizar el “Modelo Simplificado”, habiéndose obtenido, además, una expresión analítica de los resultados del estudio de 1.998, que es la que se ha empleado en las diferentes valoraciones realizadas, y que, convenientemente representada en cada caso, se adjunta en los diferentes apartados del presente epígrafe para cada una de las obras hidráulicas utilizadas.

Las valoraciones obtenidas con los Modelos utilizados corresponden a costes de ejecución material, que han sido debidamente incrementados en un 23% (gastos generales y beneficio industrial) y en un 16% (IVA), para así obtener el presupuesto de ejecución por contrata.

Sobre este presupuesto se ha determinado el presupuesto para conocimiento de la Administración, aumentándolo en un 5% (en concepto de gastos de proyecto y fiscalización) y en un 1% (expropiaciones).

Debe advertirse que los costes de ejecución material obtenidos con los Modelos empleados consideran e incluyen partidas tales como la reposición de los servicios afectados, medidas correctoras de impacto ambiental, o el necesario estudio de seguridad y salud en el trabajo, las cuáles han sido valoradas mediante un porcentaje del presupuesto total, el cuál se especifica en los diferentes apartados del presente epígrafe. Asimismo, se considera que estos costes incluyen otras partidas de obra dispersas y reducidas como los elementos de automatización y telecontrol del canal, sensorización, etc.

En definitiva, se estima que el coste final obtenido incorpora todas las componentes básicas del coste de construcción descritas en los epígrafes de definición conceptual.

### **3.2.1.2. PRESAS DE MATERIALES SUELTOS**

Para la valoración de presas se ha supuesto que son de materiales sueltos, de escollera con núcleo impermeable de arcilla. Los parámetros de diseño necesarios para su valoración económica son la altura de la presa y la longitud de coronación.

En el modelo empleado para su valoración, la parte de la presa susceptible de ser tipificada mediante un Diseño Tipo es el propio cuerpo de la presa, el cual queda definido por los parámetros de diseño que se indican a continuación, además de la altura de la presa y su longitud de coronación (que son variables), conforme puede verse en la figura adjunta:

## PARAMETROS DE DEFINICION DE LA PRESA:

H — ALTURA PRESA  
L — LONGITUD DE CORONACION

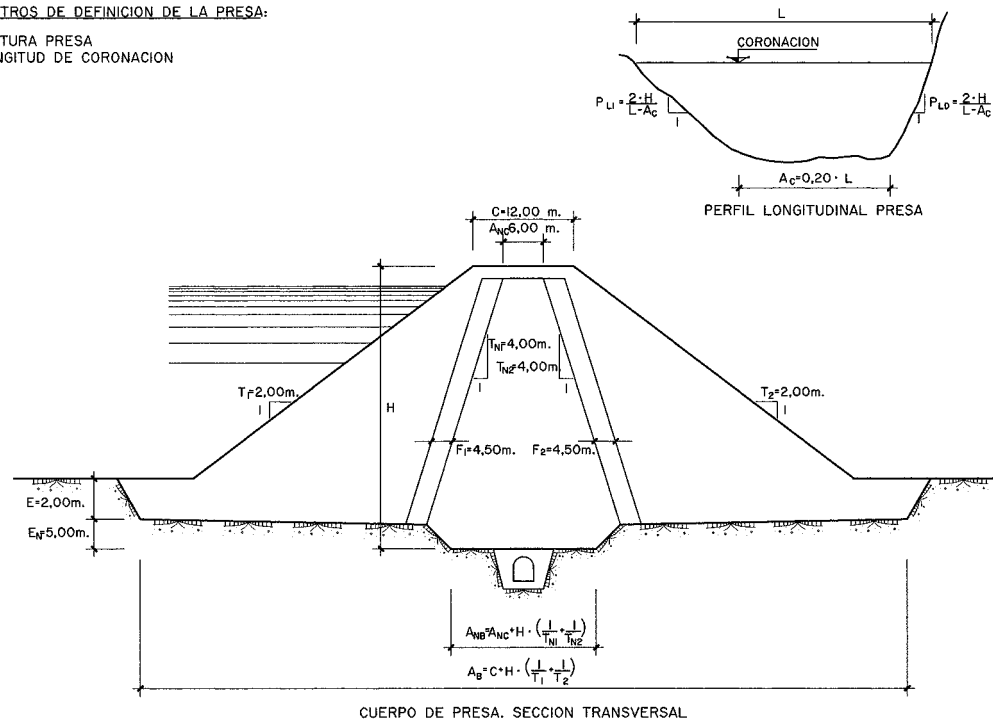


Figura 2. Presas de materiales sueltos. Diseño tipo

- Talud de la presa aguas arriba: 1:2,00 (V:H)
- Talud de la presa aguas abajo: 1:2,00 (V:H)
- Anchura de coronación: 12,00 m.
- Anchura de filtros: 9,00 m.
- Anchura de coronación del núcleo: 6,00 m.
- Talud del núcleo aguas arriba: 1:4,00 (H:V)
- Talud del núcleo aguas abajo: 1:4,00 (H:V)
- Excavación de cimientos de presa: 2,00 m.
- Empotramiento del núcleo: 5,00 m.
- Anchura del cauce: 20% de la long. de coronación
- Laderas de la cerrada: Simétricas

La valoración del cuerpo de la presa se realiza midiendo las unidades de obra siguientes, aplicándolas los correspondientes precios unitarios:

- Excavación en cimientos: 260 Pts./m<sup>3</sup>
- Escollera en cuerpo de presa: 850 Pts./m<sup>3</sup>
- Material arcilloso en núcleo: 720 Pts./m<sup>3</sup>
- Material filtrante: 1.280 Pts./m<sup>3</sup>

Los porcentajes sobre el presupuesto de ejecución material de la presa que se adoptan para la valoración de las partes de la obra "difícilmente tipificables", son los siguientes:

• Otras unidades en el cuerpo de la presa	5% <sup>1</sup>
• Galería Perimetral	5%
• Aliviadero	16%
• Desagüe de fondo y tomas de agua	10%
• Desvío del río	1%
• Reposición servicios afectados	10%
• Instalación eléctrica	2%
• Auscultación	2%
• Inyecciones	1%
• Medidas correctoras impacto ambiental	2%
• Seguridad y salud	2%
• Otras partidas	1%

Con todo ello, la valoración de las presas de materiales sueltos quedaría representada en la figura que se adjunta, en función de la altura y la longitud de coronación de las mismas.

---

<sup>1</sup> Este porcentaje se refiere al presupuesto de ejecución material del cuerpo de la presa, mientras que los demás, como se ha indicado, son relativos al de la totalidad de la presa

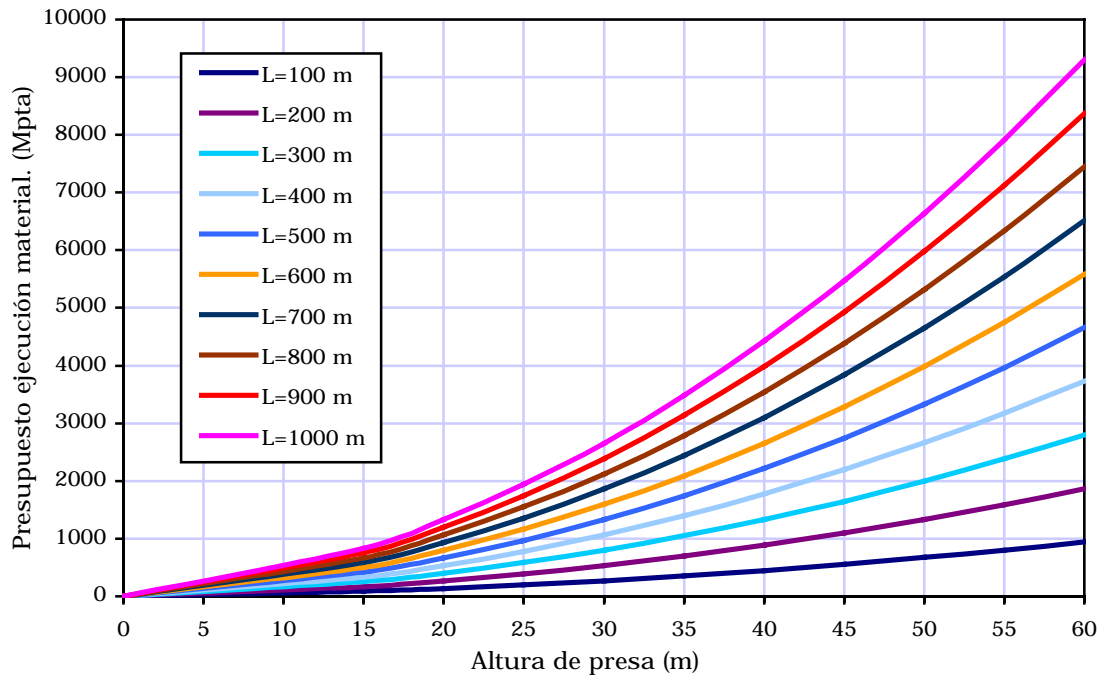


Figura 3. Presas de materiales sueltos. Presupuesto de ejecución material

### 3.2.1.3. AZUDES DE DERIVACIÓN

De manera análoga a las presas, los parámetros de diseño necesarios para la valoración económica de los azudes de derivación son la altura del azud y su longitud de coronación

En el modelo empleado para su valoración, la parte de la presa susceptible de ser tipificada mediante un Diseño Tipo es el propio cuerpo del azud, el cual queda definido por los parámetros de diseño que se indican a continuación, además de los ya indicados altura de azud y longitud de coronación, conforme puede verse en la figura adjunta:

- Talud del azud aguas arriba: 1:0,00 (V:H)
- Talud del azud aguas abajo: 1:0,80 (V:H)
- Anchura de coronación: 2,50 m.
- Excavación de cimientos: 3,00 m.
- Anchura del cauce: 20% de la long. de coronación
- Laderas de la cerrada: Simétricas



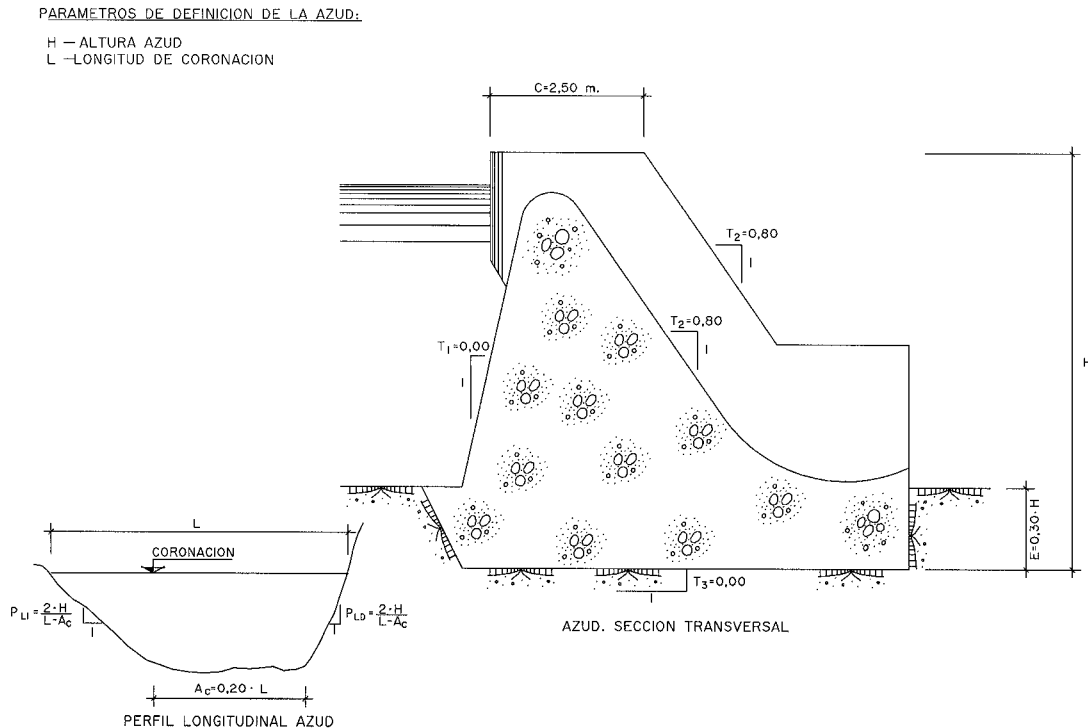


Figura 4. Azudes de derivación. Diseño tipo

La valoración del cuerpo del azud se realiza midiendo las unidades de obra siguientes, aplicándolas los correspondientes precios unitarios:

- Excavación en cimientos: 1.600 Pts./ m<sup>3</sup>
- Hormigón en cuerpo de azud: 9.000 Pts./ m<sup>3</sup>
- Encofrado plano: 3.500 Pts./ m<sup>2</sup>

Los porcentajes sobre el presupuesto de ejecución material del azud que se adoptan para la valoración de las partes de la obra "difícilmente tipificables", son los siguientes:

- Otras unidades en el cuerpo de la presa 12%<sup>2</sup>
- Compuertas y válvulas 30%
- Desvío del río 1%
- Reposición servicios afectados 10%
- Instalación eléctrica 1%
- Auscultación 1%
- Inyecciones 1%
- Medidas correctoras impacto ambiental 2%

<sup>2</sup> Al igual que en las presas, este porcentaje se refiere al presupuesto de ejecución material del cuerpo del azud, mientras que los demás, como se ha indicado, son relativos al de la totalidad del azud.

- Seguridad y salud 2%
- Otras partidas 1%

Con todo ello, la valoración de los azudes de derivación quedaría representada en la figura que se adjunta, en función de la altura y la longitud de coronación de los mismos.

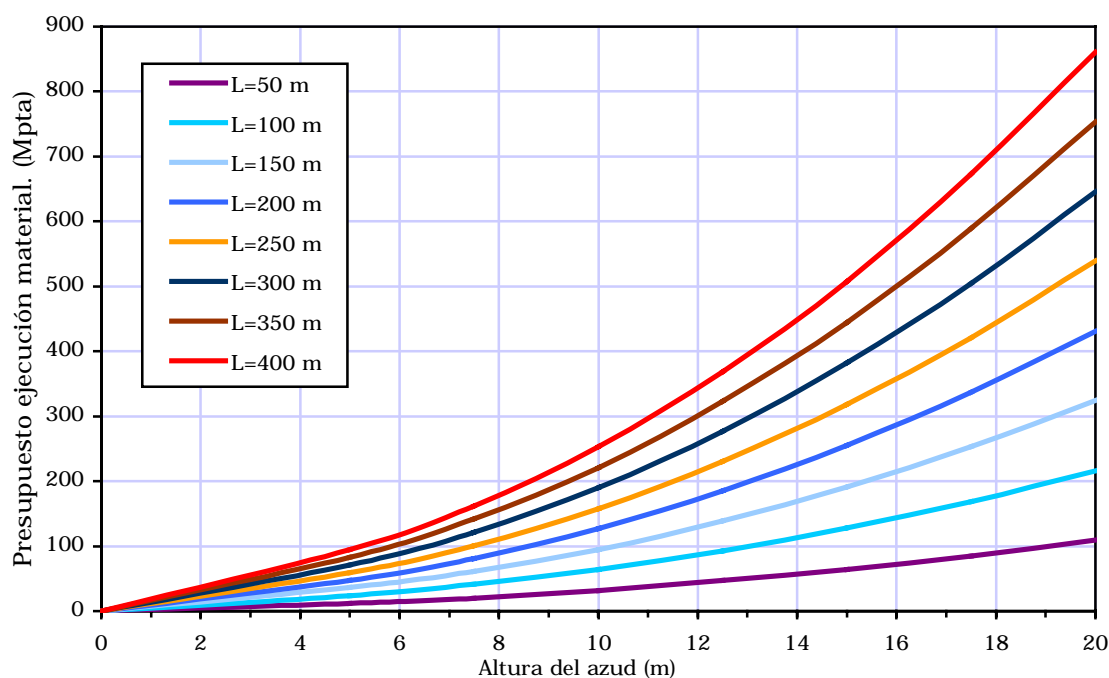


Figura 5. Azudes de derivación. Presupuesto de ejecución material

### 3.2.1.4. OBRAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

#### 3.2.1.4.1. Canales

La valoración de estas obras se realiza por metro lineal de canal, adoptándose como único parámetro de diseño a efectos de su valoración económica el caudal de diseño del mismo, y distinguiéndose si el canal discurre por suelos o por rocas. La parte "tipificable" del canal es la correspondiente a la sección tipo del mismo, para la cual se adopta el "Diseño Tipo" que se muestra en las dos figuras que se adjuntan. La aplicación de una u otra se realiza en función de que la pendiente del terreno supere o no el 50% (1:2), lo que en cada caso se relaciona con el tipo de terreno, según se indica a continuación.

En el primer caso -pendiente < 50%- se ha supuesto que el canal discurre mayoritariamente por suelos, adoptándose proporciones del 75% para las tierras y del 25% para la roca. La sección tipo diseñada se plantea para su ejecución de forma mecanizada, tanto la excavación como el revestimiento de hormigón en masa cuyo espesor es de 15 cm.

En el segundo caso -pendiente  $> 50\%$ - se ha supuesto que el canal discurre mayoritariamente por terrenos rocosos, adoptándose proporciones del 75% para la roca y del 25% para las tierras. La sección tipo diseñada se plantea para su ejecución con escasa mecanización, y el revestimiento sería en este caso de hormigón armado, requiriendo para su ejecución un encofrado. Además, en este caso de fuerte pendiente y terreno rocoso se ha dispuesto, según se aprecia en la figura correspondiente, un muro de contención para el camino de servicio.

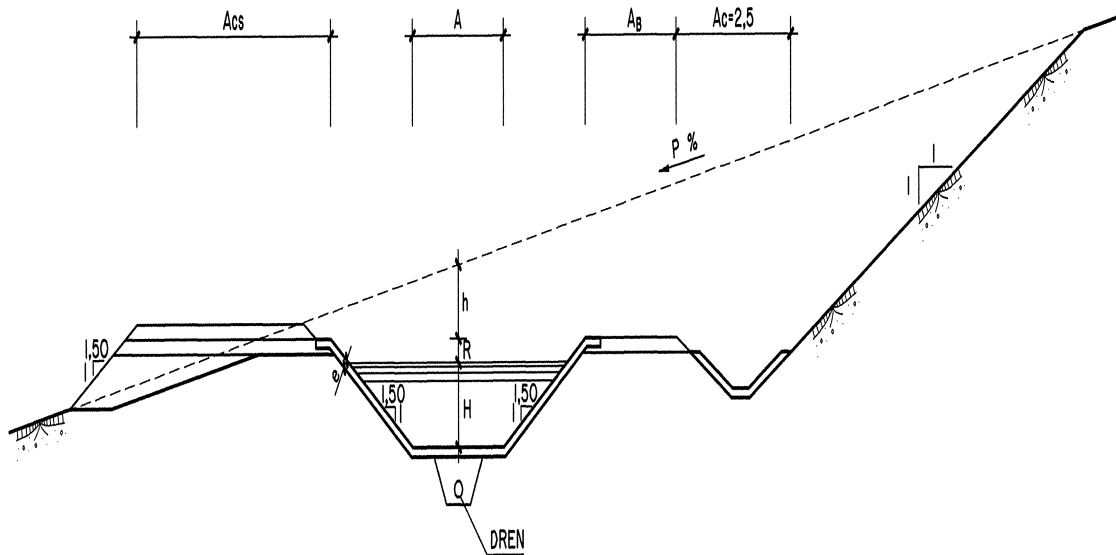


Figura 6. Canales en tierras. Sección tipo

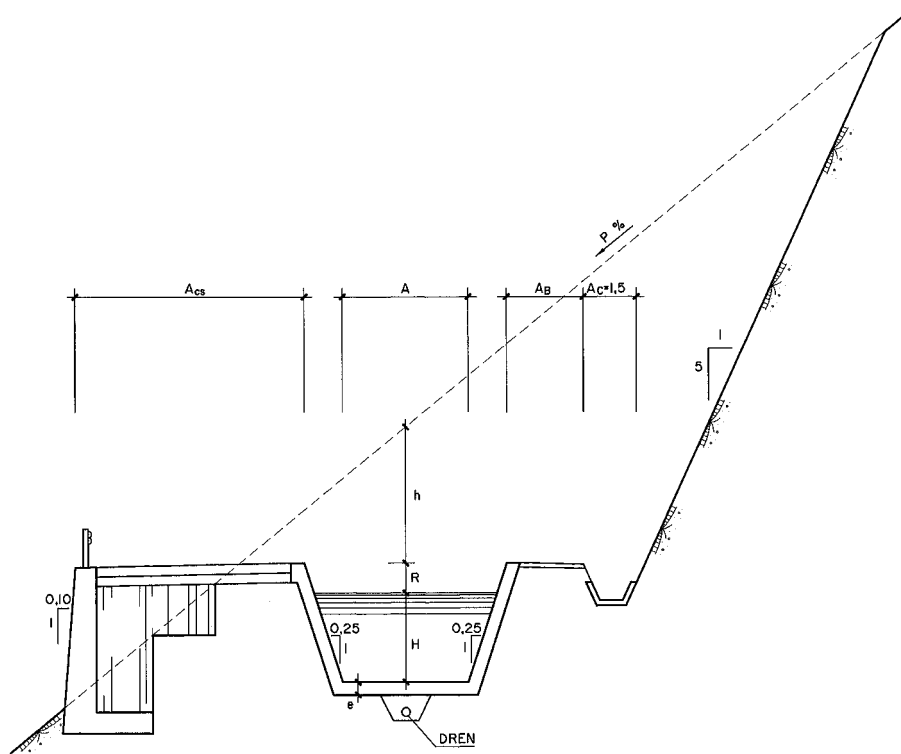


Figura 7. Canales en roca. Sección tipo

En cualquier caso, los parámetros de diseño que caracterizan las secciones tipo anteriores, además del caudal de diseño, son los que se indican en las tablas adjuntas:

	$0 < q < 10 \text{ m}^3/\text{s}$	$10 \text{ m}^3/\text{s} < q < 20 \text{ m}^3/\text{s}$	$20 \text{ m}^3/\text{s} < q < 30 \text{ m}^3/\text{s}$
Pendiente del canal	0,0001	0,0001	0,0001
Anchura base canal (m)	2,5	2,5 a 3,5	3,5
Talud cajeros (H/V)	1,5	1,5	1,5
Espesor revestimiento (m)	0,15	0,15	0,15
Ancho camino servicio (m)	4,0 a 6,0	6,0	6,0
Ancho banqueta (m)	2,0	2,0 a 3,0	3,0
Ancho cuneta (m)	2,5	2,5	2,5
Resguardo (m)	0,2 a 0,3	0,3 a 0,5	0,5 a 0,65
Prof.enterramiento (m)	0,5 a 1,0	1,0 a 2,0	2,0 a 3,0
Pendiente ladera (%)	30	30	30
Talud desmonte (V/H)	1,00	1,00	1,00
Talud terraplén (H/V)	1,50	1,50	1,50

Tabla 2. Canales en tierras. Parámetros de diseño

	$0 < q < 10 \text{ m}^3/\text{s}$	$10 \text{ m}^3/\text{s} < q < 20 \text{ m}^3/\text{s}$	$20 \text{ m}^3/\text{s} < q < 30 \text{ m}^3/\text{s}$
Pendiente del canal	0,0001	0,0001	0,0001
Anchura base canal (m)	2,0 a 2,6	2,6 a 3,8	3,8 a 5,0
Talud cajeros (H/V)	0,25	0,25	0,25
Espesor revestimiento (m)	0,25	0,25 a 0,45	0,45 a 0,65
Ancho camino servicio (m)	3,0	3,0 a 6,0	6,0
Ancho banquetta (m)	1,0	1,0 a 2,0	2,0
Ancho cuneta (m)	1,5	1,5	1,5
Resguardo (m)	0,2 a 0,3	0,3 a 0,5	0,5 a 0,65
Prof.enterramiento (m)	1,0 a 1,6	1,6 a 2,8	2,8 a 4,0
Pendiente ladera (%)	50	50	50
Talud desmonte (V/H)	6,00	6,00	6,00

Tabla 3. Canales en roca. Parámetros de diseño

La altura necesaria del canal la determina el modelo, una vez asignados todos los anteriores parámetros de definición, calculando el calado necesario por aplicación de la fórmula de Manning, con una rugosidad  $n=0,0135$ .

La valoración de la sección tipo del canal se realiza midiendo las unidades de obra siguientes, aplicándolas los correspondientes precios unitarios:

- Excavación en roca: 1.600 pts/m<sup>3</sup>
- Excavación en tierras: 260 pts/m<sup>3</sup>
- Terraplén: 250 pts/m<sup>3</sup>
- Hormigón en revestimiento H-200: 12.000 pts/m<sup>3</sup>
- Encofrado: 2.500 pts/m<sup>3</sup>
- Acero para armar: 115 pts/kg
- Camino de servicio: 1.300 pts/m<sup>2</sup>
- Dren longitudinal: 3.500 pts/m
- Cuneta revestida de hormigón: 5.000 pts/m

Los porcentajes sobre el presupuesto de ejecución material del canal que se adoptan para la valoración de las partes de la obra "difícilmente tipificables", son los siguientes:

- Otras unidades del capítulo "movimiento de tierras": 4%<sup>3</sup>
- Otras unidades del capítulo "sección tipo": 6%<sup>3</sup>
- Otras unidades del capítulo "camino de servicio": 4%<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Estos porcentajes se refieren al presupuesto de ejecución material del correspondiente capítulo, mientras que los demás se refieren al Presupuesto de Ejecución Material del canal.

- Otras unidades del capítulo "drenaje longitudinal": 4%<sup>3</sup>
- Drenaje transversal: 5%
- Estructuras del canal: 6%
- Accesos y servicios afectados: 5%
- Medidas correctoras del impacto ambiental: 2%
- Seguridad y salud en el trabajo: 2%
- Otras partidas: 2%

Con todo ello, la valoración de los canales quedaría representada en la figura que se adjunta, en función del caudal de diseño y del tipo de terreno que atraviesen.

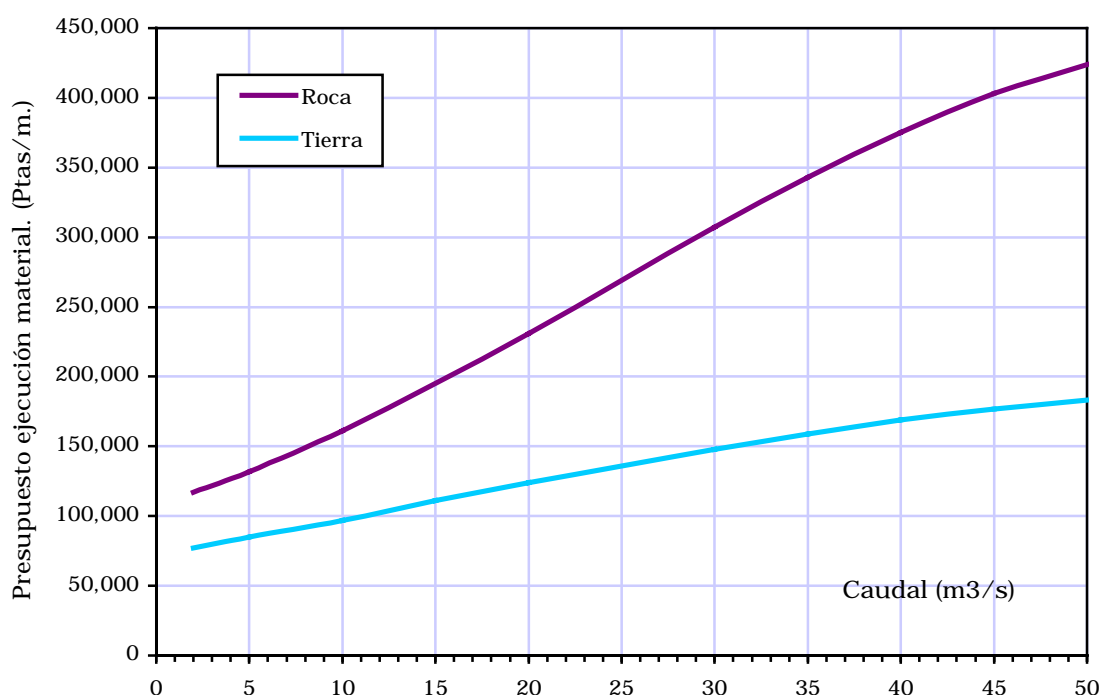


Figura 8. Canales. Presupuesto de ejecución material

En el caso de recrecimientos de canales existentes, la valoración de los mismos se ha supuesto estimativamente como la mitad del importe correspondiente a ejecutar el canal de nueva construcción. Este criterio es consecuencia de diversas experiencias del CEDEX en valoraciones de ampliaciones de canales.

#### 3.2.1.4.2. Túneles

La valoración de estas obras se realiza por metro lineal de túnel, adoptándose como único parámetro de diseño a efectos de su valoración económica el caudal de diseño. En el modelo empleado para su valoración, la parte del túnel susceptible de ser tipificada mediante un Diseño Tipo es la propia sección tipo del túnel, la cual queda definida por los parámetros de diseño que se indican a continuación, además del ya indicado caudal de diseño, conforme puede verse en la figura adjunta.

- Espesor revestimiento de hormigón: 0,50 m.
- Pendiente longitudinal: 0,001

El diámetro del túnel lo determina el modelo, una vez asignados los anteriores parámetros de definición, por aplicación de la fórmula de Manning, con una rugosidad  $n=0,0135$ , suponiendo que funcione en régimen de lámina libre, con un porcentaje de llenado del 75%.

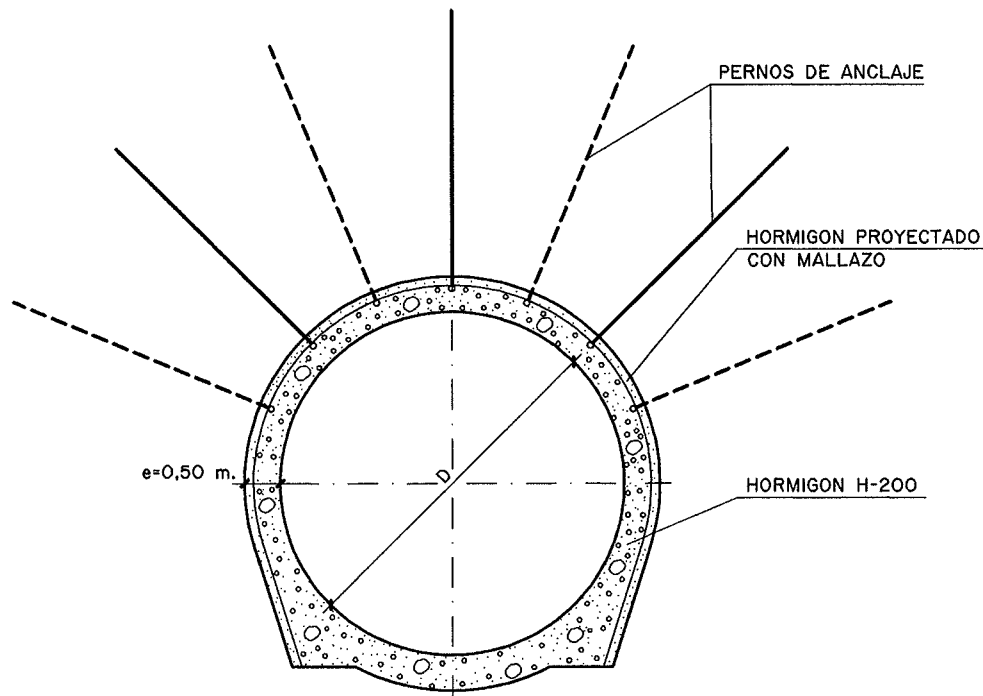


Figura 9. Túneles. Sección tipo

La valoración de la sección tipo del túnel se realiza midiendo las unidades de obra siguientes, aplicándolas los correspondientes precios unitarios:

- $\text{m}^3$  Excavación en roca con explosivos: 15.000 pts/ $\text{m}^3$
- $\text{m}^3$  Hormigón en revestimiento H-200: 16.000 pts/ $\text{m}^3$
- $\text{m}^2$  Encofrado: 2.500 pts/ $\text{m}^2$
- Kg Acero para armar: 115 pts/kg

Los porcentajes sobre el presupuesto de ejecución material del túnel que se adoptan para la valoración de las partes de la obra "difícilmente tipificables", son los siguientes:

- Reconocimiento geológico y tratam. del terreno: 13%
- Seguridad y salud: 3%

- Medidas correctoras del impacto ambiental: 2%
- Otras partidas: 2%

Con todo ello, la valoración de los túneles quedaría representada en la figura que se adjunta, en función del caudal de diseño.

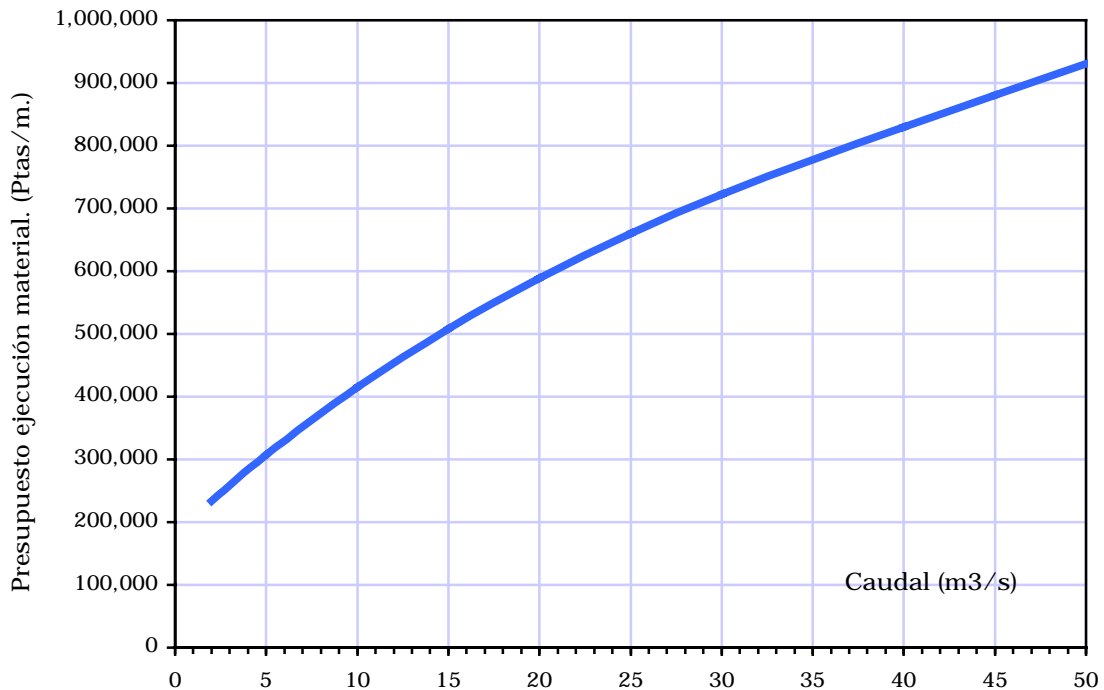


Figura 10. Túneles. Presupuesto de ejecución material

#### 3.2.1.4.3. Sifones

La valoración de estas obras se realiza por metro lineal de sifón, adoptándose como único parámetro de diseño a efectos de su valoración económica el caudal de diseño<sup>4</sup>. En el modelo empleado para su valoración, la parte del sifón susceptible de ser tipificada mediante un Diseño Tipo es la propia sección tipo del sifón, la cual queda definida por los parámetros de diseño que se indican a continuación, además del ya indicado caudal de diseño, conforme puede verse en la figura adjunta.

- Talud de la excavación (H/V): 0,33
- Material de la cama de apoyo: Hormigón en masa
- Espesor de la cama de apoyo: 0,30

<sup>4</sup> En el estudio “Valoración general de obras hidráulicas para estudios de planificación y viabilidad” realizado por el CEDEX y que sirve de base para las valoraciones realizadas en el presente trabajo, el Modelo Simplificado para los sifones tomaba como parámetros de diseño tanto el caudal de diseño como el número de tubos de que constaba el mismo. Con vistas a una mayor sencillez del modelo, en el presente trabajo se ha determinado no tomar el número de tubos como un parámetro variable, sino calcularlo como más adelante se especifica



- Altura de la cama de apoyo: 25% del diámetro del sifón
- Recubrimiento superior: 1,50 m.
- Recubrimiento lateral (R<sub>l</sub>): 1,00 m. si D > 2.000 mm.  
D/2000 si D < 2.000 mm.
- Separación entre tuberías: 2 x R<sub>l</sub>

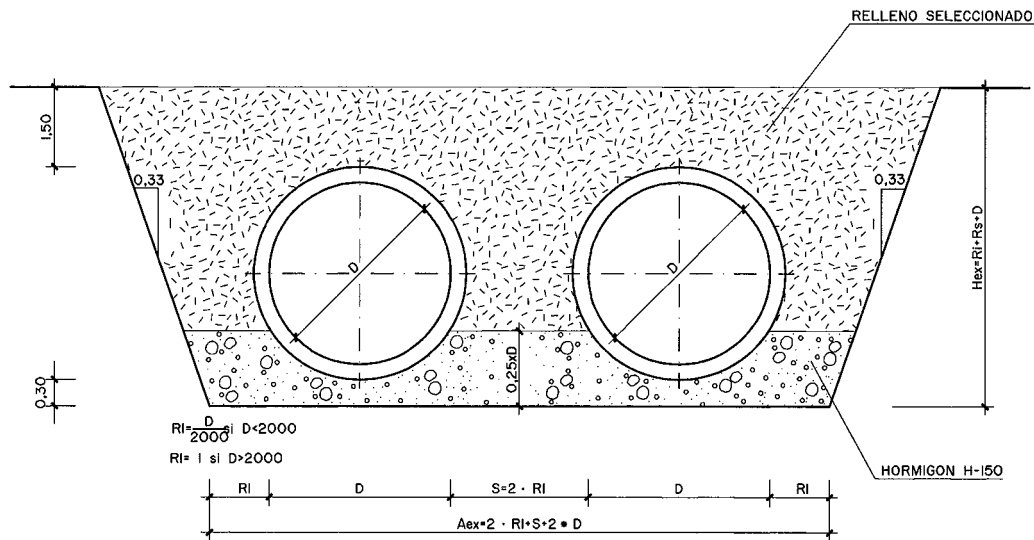


Figura 11. Sifones. Sección tipo

La valoración de la sección tipo del sifón se realiza midiendo las unidades de obra siguientes, aplicándolas los correspondientes precios unitarios:

- Excavación en cualquier terreno: 400 pts/m<sup>3</sup>
- Relleno seleccionado: 300 pts/m<sup>3</sup>
- Hormigón en cama de apoyo: 9.000 pts/m<sup>3</sup>

Las tuberías se han dimensionado suponiendo que son de hormigón armado con camisa de chapa con una presión de timbre de 10 atmósferas, con los siguientes precios por metro según diámetros:

- D = 800 mm. 25.000 Pts/m.
- D = 1000 mm. 38.000 Pts/m.
- D = 1200 mm. 54.000 Pts/m.
- D = 1400 mm. 70.000 Pts/m.
- D = 1500 mm. 77.000 Pts/m.
- D = 1600 mm. 85.000 Pts/m.
- D = 1800 mm. 98.000 Pts/m.



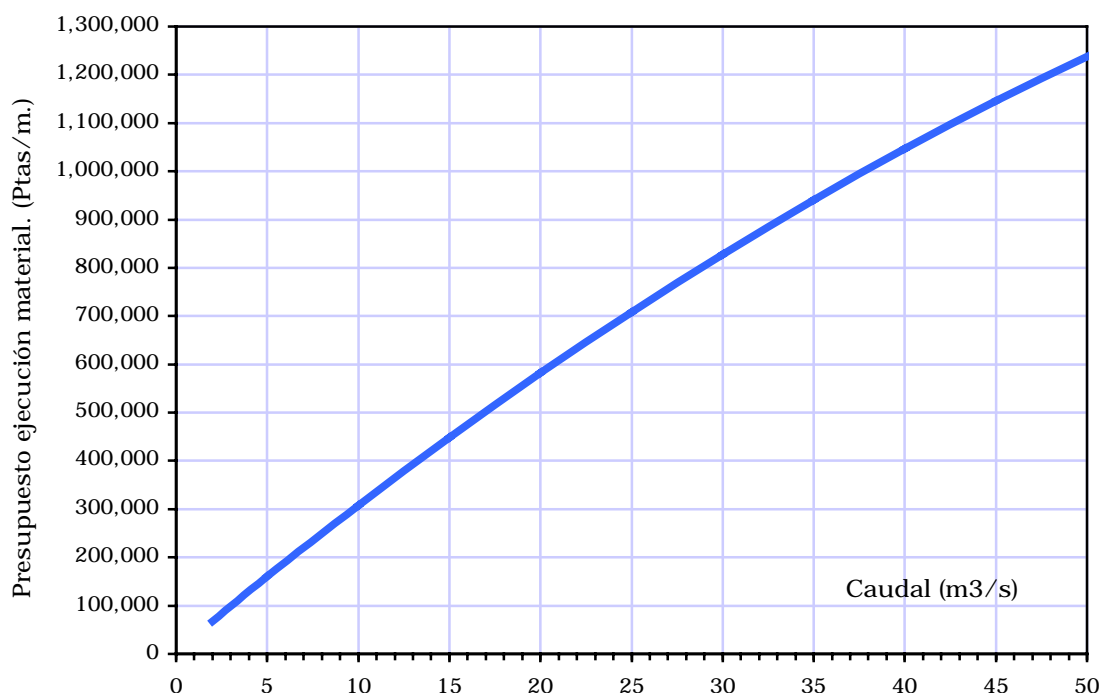


Figura 12. Sifones. Presupuesto de ejecución material

#### 3.2.1.4.4. Acueductos

La valoración de estas obras se realiza por metro de acueducto, adoptándose como único parámetro de diseño a efectos de su valoración económica el caudal de diseño<sup>5</sup>. En el modelo empleado para su valoración, la parte del acueducto susceptible de ser tipificada mediante un Diseño Tipo es la propia sección tipo del acueducto, la cual queda definida por los parámetros de diseño que se indican a continuación, además del ya indicado caudal de diseño, conforme puede verse en la figura adjunta.

- Pendiente del acueducto: 0,0005
- Resguardo: 0,5 m.
- Altura máxima de pilas: 20 m.
- Separación entre pilas 35 m.
- Anchura de la cubeta: 90% de la altura de la cubeta
- Talud cajeros (V/H): 4
- Espesor paredes cubeta: 0,40 m.

<sup>5</sup> En el estudio “Valoración general de obras hidráulicas para estudios de planificación y viabilidad” realizado por el CEDEX y que sirve de base para las valoraciones realizadas en el presente trabajo, el Modelo Simplificado para los acueductos tomaba como parámetros de diseño tanto el caudal de diseño como la altura máxima de pilas. Como este último parámetro se ha observado no tiene excesiva repercusión en los resultados finales, y en aras a una mayor sencillez de las valoraciones, en el presente trabajo se ha determinado no tomarlo como un parámetro variable, sino fijarlo en el valor que más adelante se especifica.

- Diámetro de las pilas: 50% de la anchura de la cubeta
- Ancho de las zapatas: 210% de la anchura de la cubeta
- Alto de las zapatas: 50% del ancho de las zapatas.

La altura de la cubeta la determina el modelo, una vez asignados los anteriores parámetros de definición, por aplicación de la fórmula de Manning, con una rugosidad  $n=0,0135$ .

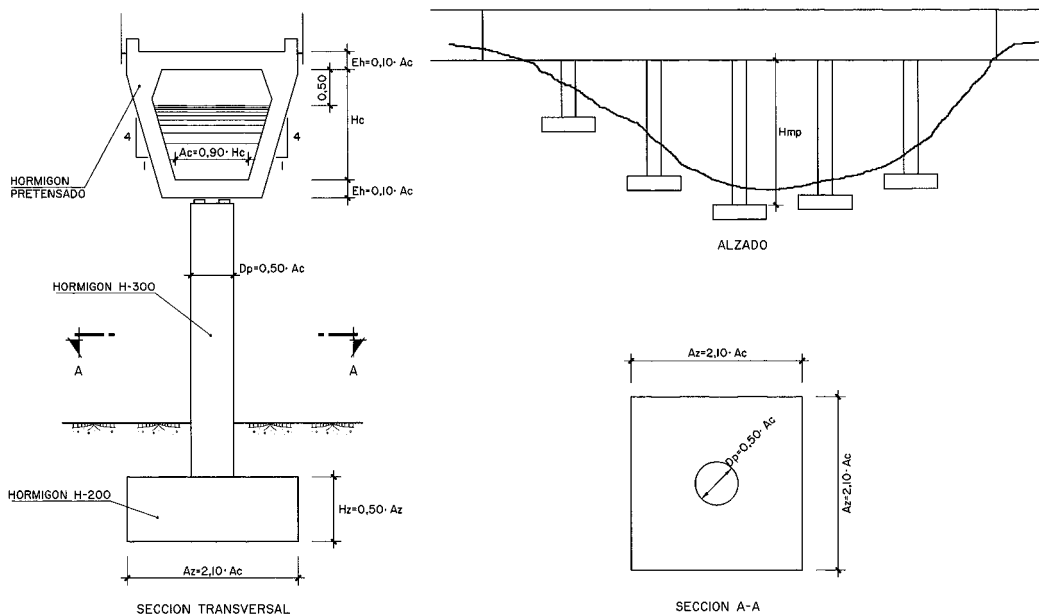


Figura 13. Acueductos. Sección tipo

La valoración de la sección tipo del acueducto se realiza midiendo las unidades de obra siguientes, aplicándolas los correspondientes precios unitarios:

- $m^3$  Hormigón para pretensar en cajeros: 23.000 Pts/ $m^3$
- $m^3$  Hormigón H-300 en pilas: 9.000 Pts/ $m^3$
- $m^3$  Hormigón H-200 en zapatas: 8.000 Pts/ $m^3$
- Kg Acero para pretensar: 200 Pts/kg
- Kg Acero para armar: 115 Pts/kg
- $m^2$  Encofrado plano: 2.500 Pts/ $m^2$
- $m^2$  Encofrado curvo en pilas: 2.500 Pts/ $m^2$

Los porcentajes sobre el presupuesto de ejecución material del acueducto que se adoptan para la valoración de las partes de la obra "difícilmente tipificables", son los siguientes:

- Movimiento de tierras y cimentación: 18%
- Otras estructuras (transiciones, aliviaderos, etc): 10%
- Accesos y servicios afectados: 10%
- Medidas correctoras del impacto ambiental: 2%
- Seguridad y salud: 2%
- Otras partidas: 2%

Con todo ello, la valoración de los acueductos quedaría representada en la figura que se adjunta en función del caudal de diseño.

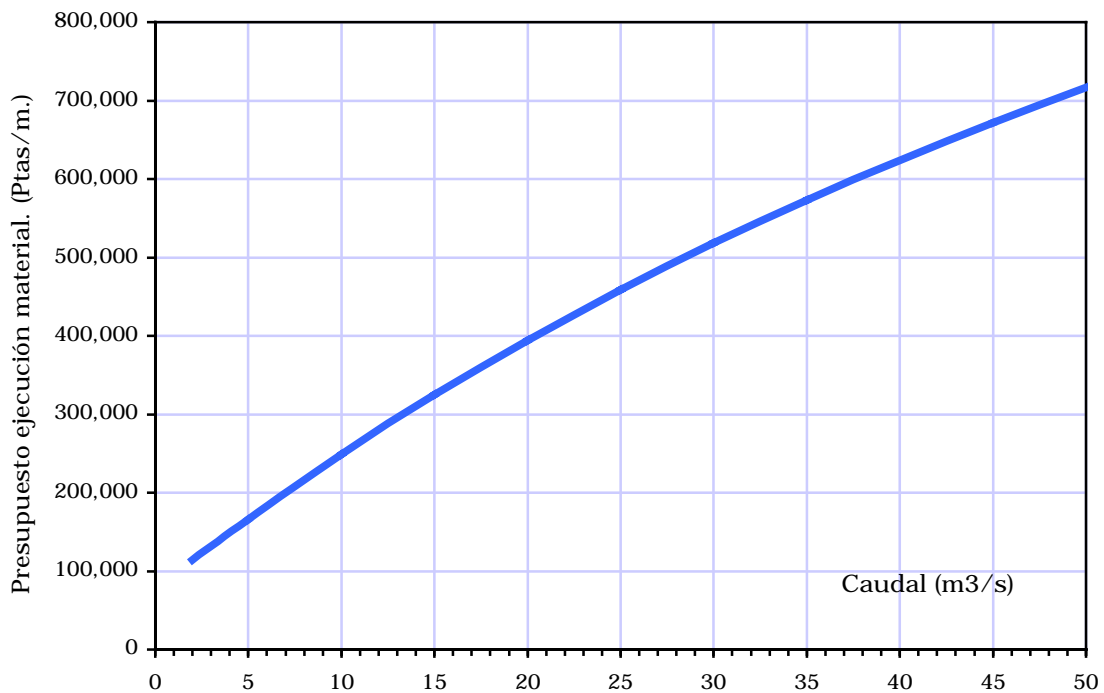


Figura 14. Acueductos. Presupuesto de ejecución material

#### 3.2.1.4.5. Tuberías a presión e impulsiones

Las valoraciones de las tuberías a presión y de las impulsiones se realizan con los mismos criterios que las de los sifones, siendo las únicas diferencias los porcentajes sobre el presupuesto de ejecución material que se adoptan para la valoración de las partes de la obra "difícilmente tipificables", los cuales, en este caso, son los siguientes:

- Valvulería, arquetas y macizos de anclaje: 4%
- Camino de servicio: 1%
- Reposición de servicios afectados: 1%
- Medidas correctoras del impacto ambiental: 2%

- Seguridad e Higiene: 2%
- Otras partidas: 1%

Con todo ello, la valoración de las impulsiones y/o de las tuberías a presión quedaría representada en la figura que se adjunta en función del caudal de diseño.

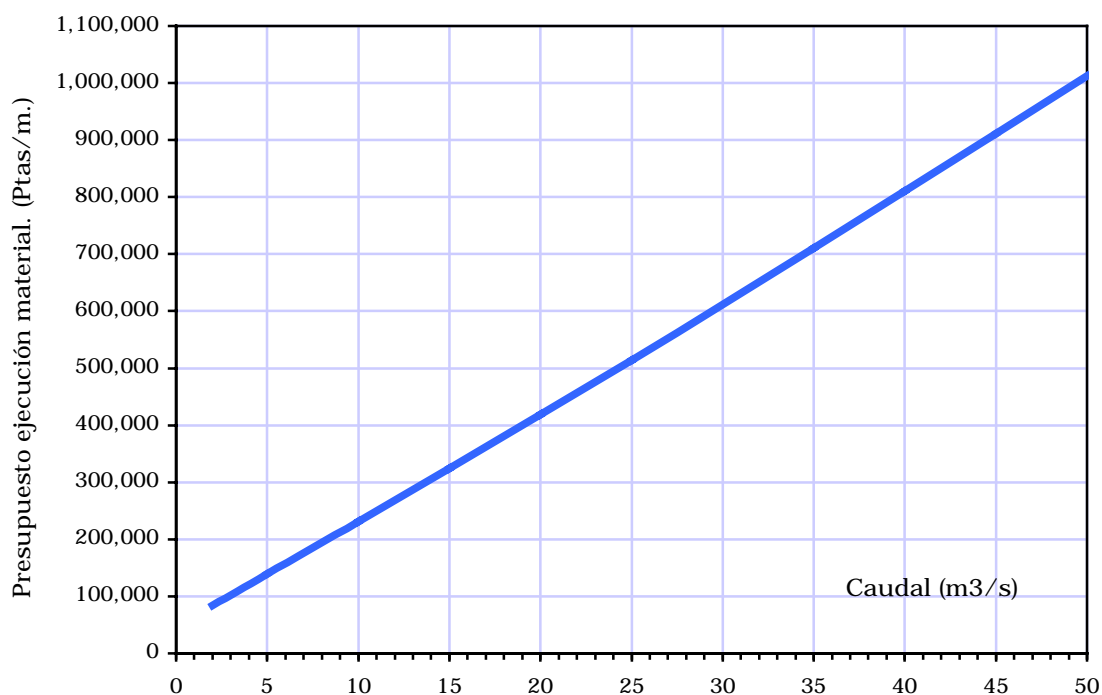


Figura 15. Impulsiones y/o tuberías a presión. Presupuesto de ejecución material

### 3.2.1.5. BALSAS DE REGULACIÓN

La valoración de estas obras se realiza adoptándose como único parámetro de diseño el volumen total de la misma. En el modelo empleado para su valoración, la parte de la balsa susceptible de ser tipificada mediante un Diseño Tipo es la propia sección tipo, en la cual se ha supuesto a la balsa con una sección transversal cuadrada y que la altura sea una función lineal que cumpla con los valores especificados en la tabla adjunta. El resto de la sección tipo queda definido por los parámetros de diseño que se indican a continuación, además del ya indicado volumen de diseño, conforme puede verse en la figura adjunta.

Volumen de la balsa (m <sup>3</sup> )	Altura (m)
20.000	4,0
200.000	5,0
400.000	6,0

Tabla 4. Balsas de regulación. Alturas en función del volumen

- Resguardo: 1,00 m.
- Ancho dique de coronación: 5,0 m.
- Talud del dique y de la balsa (H/V): 2,5
- Altura del dique: 25% de la altura total

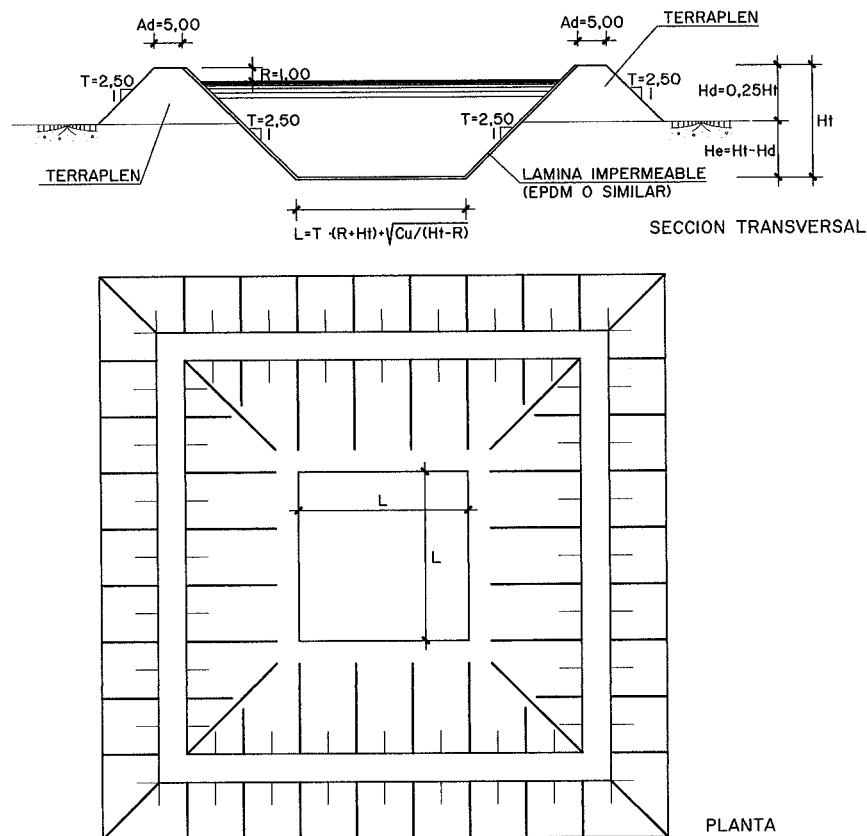


Figura 16. Balsas de regulación. Sección tipo

La valoración de la sección tipo de la balsa se realiza midiendo las unidades de obra siguientes, aplicándolas los correspondientes precios unitarios:

- m<sup>3</sup> Excavación en cualquier terreno: 260 pts/m<sup>3</sup>
- m<sup>3</sup> Terraplén: 250 pts/m<sup>3</sup>
- m<sup>2</sup> Lámina de impermeabilización (2 mm.): 2.100 pts/m<sup>3</sup>

Los porcentajes sobre el presupuesto de ejecución material de la balsa que se adoptan para la valoración de las partes de la obra "difícilmente tipificables", son los siguientes:

- Otras unidades en el “cuerpo de la balsa”: 5%<sup>6</sup>
- Estructuras: 28%
- Accesos balsa y reposición servicios afectados: 10%
- Medidas correctoras del impacto ambiental: 2%
- Seguridad y salud: 2%
- Otras partidas: 3%

Con todo ello, la valoración de las balsas quedaría representada en la figura que se adjunta en función del volumen de las mismas.

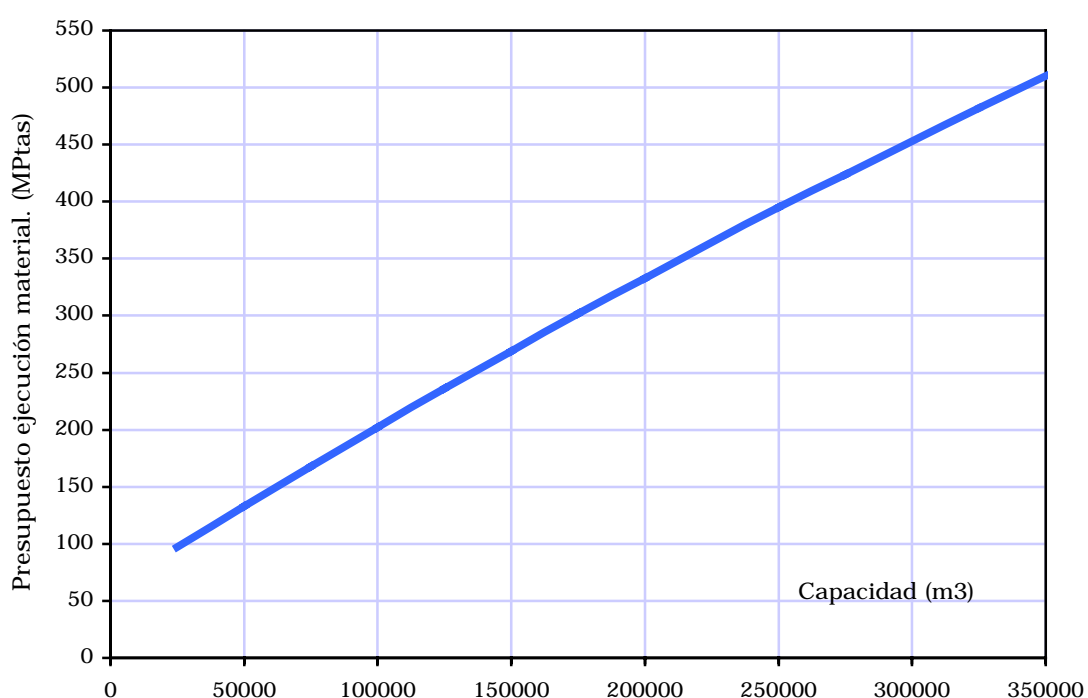


Figura 17. Balsas. Presupuesto de ejecución material

### 3.2.1.6. ESTACIONES DE BOMBEO

El procedimiento seguido para la elaboración de los Modelos de Cálculo para las estaciones de bombeo y los aprovechamientos hidroeléctricos difiere en algunos aspectos respecto de las demás obras hidráulicas estudiadas en el presente trabajo.

En primer lugar, por la singularidad propia de estas obras, no ha lugar a un diseño tipo definible por sus principales parámetros para, con sus unidades de obra más significativas, proceder a la medición de las mismas y a su posterior valoración

<sup>6</sup> Este porcentaje se refiere al presupuesto de ejecución material del capítulo “balsa”, mientras que los demás, como se ha indicado, son relativos a la totalidad del presupuesto.



según la base de precios de ejecución material adoptada. Por lo tanto, en las estaciones de bombeo, los dos capítulos básicos en los que se ha dividido su presupuesto, “edificio y obra civil” y “equipos electromecánicos”, se han valorado conforme a los precios que resultan de los ábacos expuestos en la adjunta, en función de la potencia instalada. Esta información procede de recientes estudios donde se han valorado tales infraestructuras.

La bondad de los resultados obtenidos con dichas gráficas fué convenientemente comprobada en el estudio original del CEDEX, resultando valores razonables, si bien correspondían a precios medios del año 1.996, por lo que en el Modelo desarrollado se actualizaron debidamente.

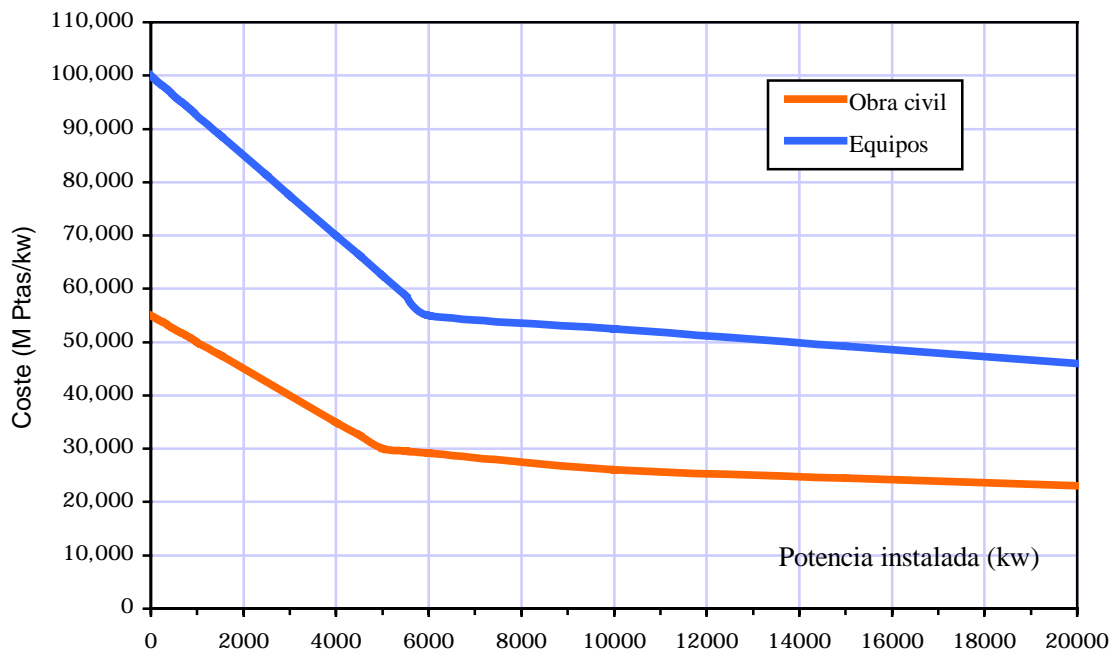


Figura 18. Estaciones de bombeo. Valoración del edificio de la central y de los equipos electromecánicos en función de la potencia instalada

Las restantes partidas de la estación de bombeo “difícilmente tipificables” se valoran, al igual que en las demás obras hidráulicas estudiadas, mediante un porcentaje sobre el presupuesto de ejecución material de la estación de bombeo, los cuales son los siguientes:

- Instalaciones de mando y control: 3%
- Instalaciones eléctricas: 20%
- Accesos y servicios afectados: 2%
- Medidas correct. de impacto ambiental: 2%
- Seguridad y salud: 2%
- Otras partidas: 10%

Conviene destacar que, en el Modelo de Cálculo desarrollado para las estaciones de bombeo, se valora únicamente la estación de bombeo propiamente dicha, no las demás obras auxiliares que requiere la estación, tales como tuberías de impulsión,

balsas de regulación, etc., las cuales pueden ser presupuestadas conforme a otros modelos desarrollados en el presente trabajo.

Con todo ello, la valoración de las estaciones de bombeo quedaría representada en la figura que se adjunta en función del caudal de diseño y del salto neto de la elevación.

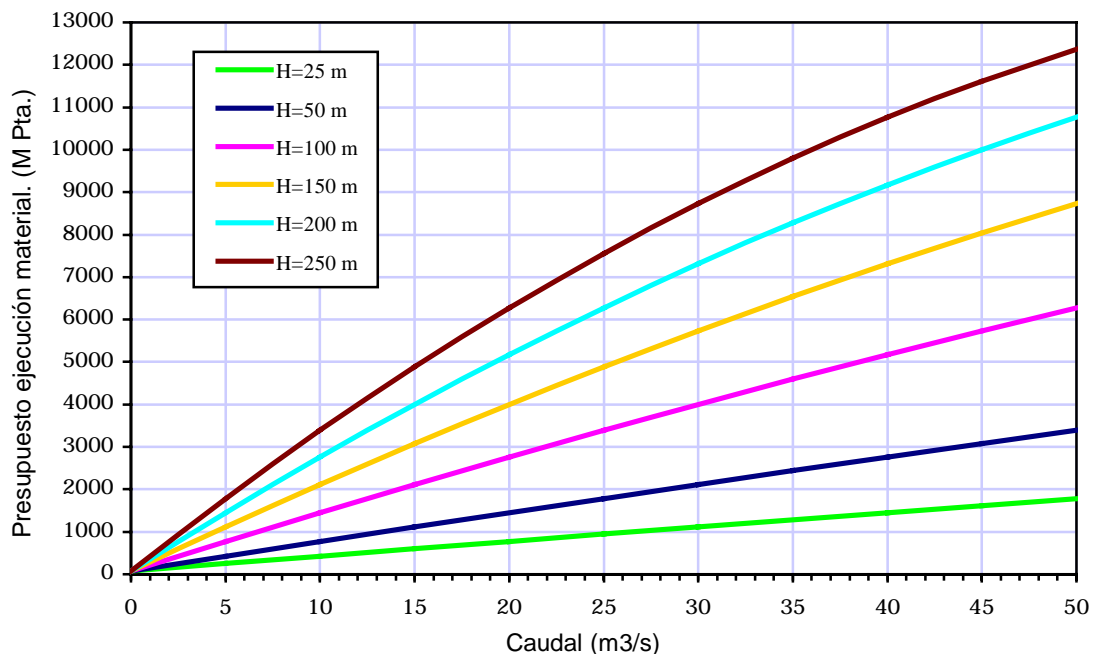


Figura 19. Estaciones de bombeo. Presupuesto de ejecución material

### 3.2.1.7. APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

De manera análoga a las estaciones de bombeo, la metodología del Modelo de Cálculo desarrollado para los aprovechamientos hidroeléctricos es algo diferente al resto de las obras hidráulicas estudiadas en el presente trabajo.

Así, en este caso, no ha lugar tampoco a un diseño tipo definible por sus principales parámetros de definición para, con sus unidades de obra más significativas proceder a la medición de las mismas y a su posterior valoración según precios de ejecución material, por lo que el capítulo más importante de esta obra “equipos electromecánicos, instalaciones eléctricas y obra civil” se valora conforme a los precios que resultan de los ábacos de la figura adjunta en función del caudal de diseño y del salto neto.

Esta figura procede de los mismos estudios reseñados para las estaciones de bombeo. Las valoraciones resultantes de utilizar esta figura corresponden a precios medios del año 1.996, por lo que en el Modelo desarrollado en este trabajo se actualizan dichas valoraciones.

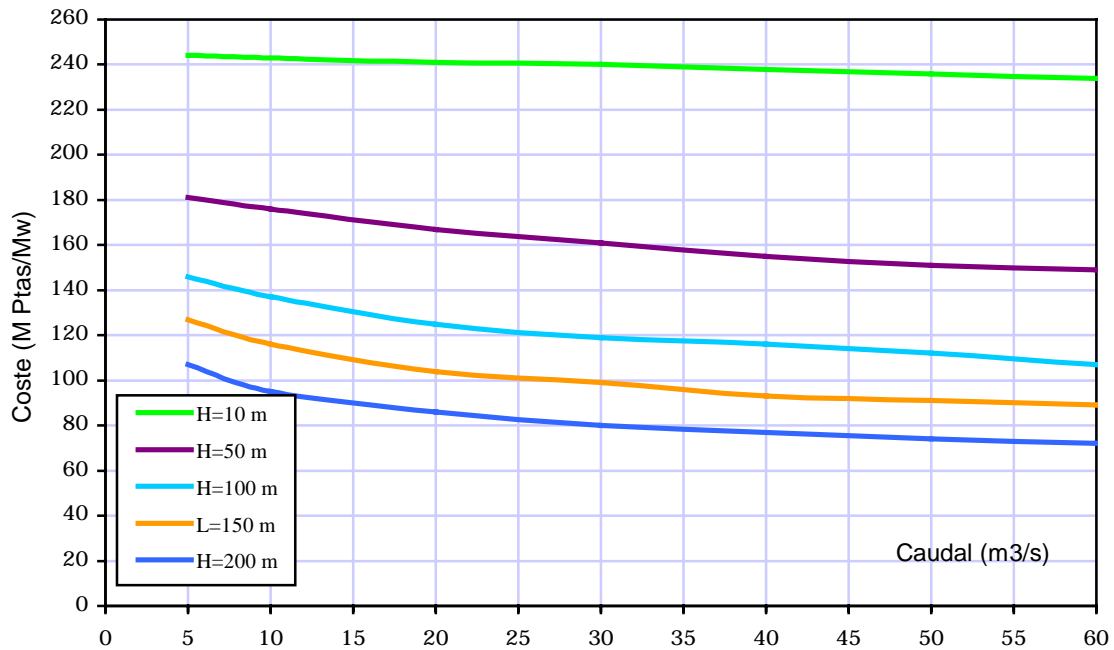


Figura 20. Aprovechamientos hidroeléctricos. Valoración de los equipos electromecánicos, instalaciones eléctricas y obra civil en función del caudal de diseño y del salto neto

Las partidas de la obra “difícilmente tipificables”, por su parte, se valoran, al igual que en las demás obras hidráulicas estudiadas, mediante un porcentaje sobre el presupuesto de ejecución material del aprovechamiento hidroeléctrico, los cuales son los siguientes:

- Accesos y servicios afectados: 2%
- Medidas correct. de impacto ambiental: 2%
- Seguridad y salud: 2%
- Otras partidas: 2%

Con el Modelo de Cálculo desarrollado para los aprovechamientos hidroeléctricos, al igual que en el caso de las estaciones de bombeo, se valora únicamente el aprovechamiento hidroeléctrico propiamente dicho, no las demás obras auxiliares que se requieran, tales como azudes de derivación, obras de transporte, tuberías a presión, etc., las cuales pueden ser presupuestadas conforme a otros modelos desarrollados en el presente trabajo.

Con todo ello, la valoración de los aprovechamientos hidroeléctricos quedaría representada en la figura que se adjunta en función del caudal de diseño y del salto neto.

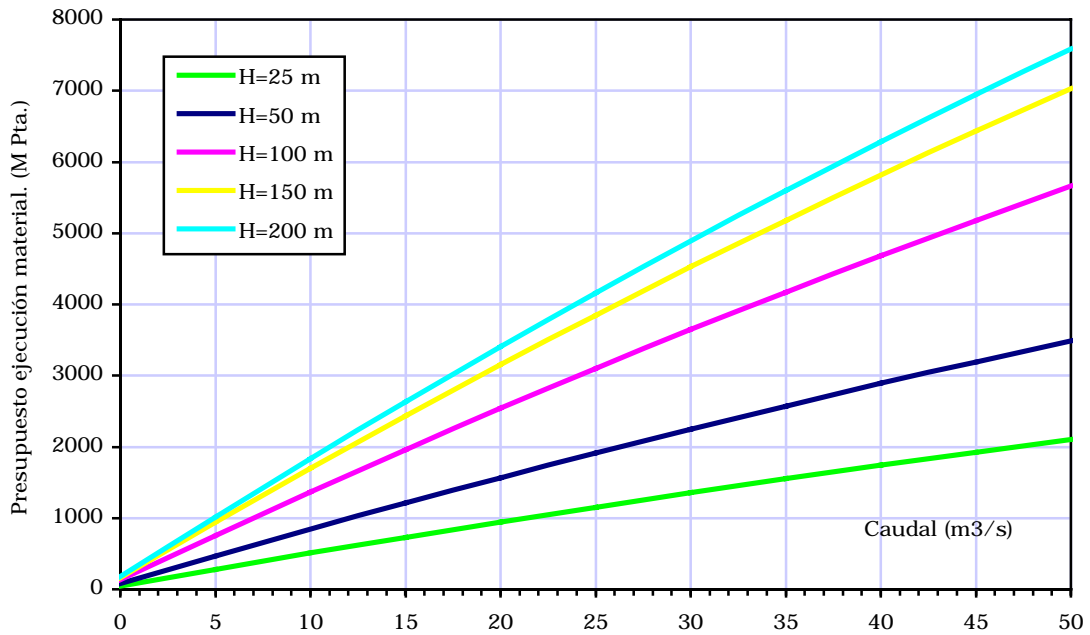


Figura 21. Aprovechamientos hidroeléctricos. Presupuesto de ejecución material

### 3.2.2. VALORACIÓN DE LOS COSTES DE OPERACIÓN ENERGÉTICOS

Los costes energéticos (en pts/m<sup>3</sup>) de cada una de las conducciones se determinan multiplicando la diferencia entre el consumo y la producción de energía (en kWh/m<sup>3</sup>) por el precio de la misma (en pts/kWh).

Dada la gran importancia de este concepto en la estructura final del coste de las transferencias, se ha procedido a su estudio con un cierto detalle, tal y como se muestra en los epígrafes que siguen.

#### 3.2.2.1. CONSUMO DE ENERGÍA

Los consumos energéticos de cada una de las conducciones estudiadas se evalúan calculando para cada una de ellas su coeficiente energético CE (en kWh/m<sup>3</sup>), el cual representa la energía que hay que aportar al sistema por cada m<sup>3</sup> de agua transportado. La determinación de estos coeficientes energéticos se realiza conforme al siguiente procedimiento:

- En primer lugar, se calcula la potencia instalada en el sistema mediante la expresión:

$$P(kw) = \frac{9,8 \times H_{neto} (m) \times q_1 (m^3 / s)}{\rho_{bombeos} (0,85)}$$

siendo  $q_1$  el caudal que realmente circula por el bombeo, el cual depende del caudal continuo de la conducción ( $q$ ) en función del número de horas al día ( $N_h$ ) en que esté previsto funcione la elevación:

$$q_1 = q \times \frac{24}{N_h}$$

El salto neto se determina descontándole al bruto o geométrico las pérdidas de carga, calculadas éstas mediante la fórmula de Manning, con una rugosidad ( $n$ ) de 0,0135:

$$H_{neto} = H_{bruto} - \frac{v^2 n^2}{R_H^{4/3}} \times L$$

- La energía consumida por la conducción anualmente depende del caudal continuo ( $q$ ) que circule por la misma y del sistema de explotación utilizado, esto es, del número de horas al día ( $N_h$ ) y del número de meses al año ( $N_m$ ) que funcione:

$$E = \frac{9,8 \times q \times H_{neto} \times 24}{N_h \times \rho} \times N_h \times N_m \times 30$$

- Por último, el coeficiente energético se obtiene sin más que dividir la energía consumida al año, calculada anteriormente, por el volumen transportado en ese periodo de tiempo:

$$CE = \frac{\frac{9,8 \times q \times H_{neto} \times 24}{N_h \times \rho} \times N_h \times N_m \times 30}{q \times N_m \times 24 \times 30 \times 3600} = \frac{9,8 \times H_{neto}}{\rho \times 3600}$$

El coeficiente energético, al depender del salto neto y en consecuencia de las pérdidas de carga, puede variar sensiblemente con el caudal transportado en la conducción.

### 3.2.2.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La producción de energía en cada una de las conducciones debida a las posibles centrales hidroeléctricas con que en cada caso cuenten, se evalúa de manera similar al cálculo del consumo de energía desarrollado anteriormente, determinando su coeficiente energético (en kWh/m<sup>3</sup>), con signo negativo en este caso, y con el rendimiento de las turbinas multiplicando y no dividiendo el resultado:

$$CE = \frac{\frac{9,8 \times q \times H_{neto} \times 24}{N_h \times \rho} \times N_h \times N_m \times 30}{q \times N_m \times 24 \times 30 \times 3600} = \frac{9,8 \times H_{neto}}{\rho \times 3600}$$

### **3.2.2.3. PRECIO DE LA ENERGÍA**

#### **3.2.2.3.1. Introducción**

Como es sabido, en enero de 1998 se produjo un cambio sustancial del marco eléctrico nacional. La nueva situación se rige por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y sus normas de desarrollo, aún no completamente materializadas.

En lo que sigue, se determinarán los costes que, de acuerdo con el marco eléctrico actualmente vigente, pueden estimarse para la componente energética de las transferencias consideradas en este Plan Hidrológico. Tal concepto es especialmente importante pues, como ya se ha indicado, las transferencias requieren importantes consumos en bombeos, permiten generar energía en nuevos saltos a ellas asociados, y pueden ocasionar afecciones hidroeléctricas negativas o bien incrementos de producción en aprovechamientos hidroeléctricos existentes. En consecuencia, la influencia de la componente energética en el coste final es determinante. Se pretende aquí estimar el precio que debe adoptarse para la energía en los dos primeros supuestos, llegando a proponer un valor razonable lo más general posible, y quedando siempre el lado de la seguridad para no subestimar el coste del m<sup>3</sup> transferido.

La Ley y sus normas complementarias regulan las actividades de producción, transporte, distribución, comercialización e intercambios internacionales de energía eléctrica. Salvo la última, todas tienen influencia en la valoración de los aspectos energéticos antes indicados, siendo predominantes las tres primeras, en especial la producción (mercado liberalizado), seguida del transporte y distribución (acceso a redes regulado mediante tarifa). Debido a su escasa importancia se prescindirá de la comercialización, centrándose los siguientes apartados en la producción y en el transporte y distribución en lo que a consumo se refiere.

#### **3.2.2.3.2. El mercado de producción eléctrica**

Constituye una de las novedades más significativas del nuevo marco eléctrico. Pretende liberalizar la compraventa de energía, que deja de ser un mercado regulado a tarifa para transformarse en un mercado libre en el que el precio viene fijado por la oferta y la demanda.

Se define una nueva figura, la de consumidor cualificado, como aquel que puede acceder directamente al mercado para adquirir la energía, bien hacerlo a través de un comercializador con el que establece libremente un contrato de suministro en las condiciones que ambos pacten libremente, o bien a través de un contrato bilateral físico con un productor en las condiciones establecidas por ambos.

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley del Sector eléctrico, a partir del año 2007 todos los consumidores tendrán la condición de cualificados. Sin embargo, la posibilidad de adquisición de esta condición se ha ido acelerando mediante medidas legales posteriores, de manera que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 del RD-Ley 6/1999 de 16 de abril de Medidas Urgentes de la Liberalización e incremento de la Competencia, todos los suministros realizados a tensiones

nominales superiores a 1000 v tendrán la condición de cualificados a partir del 1 de julio del 2000. Por otra parte, en el RD 2820/1998 de 23 de diciembre por el que se establecen tarifas de acceso a las redes, se dispone (art. 1.3) que tendrán la condición de cualificados a partir del 1 de octubre de 1999 todos aquellos cuyo consumo anual por punto de suministro sea igual o superior a 1 GWh. Teniendo en cuenta la magnitud de las potencias de las estaciones de bombeo integradas en las transferencias, las entidades que las exploten, cualquiera que sea su personalidad jurídica o forma organizativa, tendrán esta condición y deberán adquirir la energía por alguno de los procedimientos indicados en el párrafo anterior.

Es necesario, por tanto, estimar un precio del kWh en función de una experiencia de tan solo 16 meses (enero 1998-mayo 1999). La información disponible se refiere al precio resultante del mercado eléctrico, publicada por el operador del mercado, que refleja la adquisición de energía efectuada por consumidores cualificados, comercializadores y distribuidores. De todos ellos, el caso que interesa de cara a las transferencias es el primero. En todo caso, si el consumidor cualificado establece un contrato con un comercializador o con un productor, es de suponer que el precio del mercado será un tope máximo, puesto que de lo contrario le resultaría más ventajoso acogerse a él. Ello implica que analizando los precios resultantes del mercado se está del lado de la seguridad.

Se han analizado los informes mensuales publicados hasta el momento por el operador del mercado (el último disponible corresponde a mayo de 1999) La corta existencia del mercado reúne, además, las siguientes particularidades:

- El precio horario final del mercado de producción es la suma de varios componentes, de los cuales uno de ellos, el mercado intradiario, no se encontraba operativo hasta abril de 1998 (si bien su repercusión en el precio final es muy reducida, inferior al 1%). Este hecho indica la lógica provisionalidad de los resultados disponibles.
- Las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica y el contrato de adhesión a las mismas fueron aprobados por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y recursos minerales el 30 de junio de 1998.
- La participación de los consumidores cualificados en el mercado de producción en 1998 fue prácticamente inexistente (3,38% del total de la energía contratada en diciembre de 1998). En cambio, a lo largo de 1999, su incorporación ha sido importante y creciente a ritmo rápido, de manera que en mayo de 1999 representó el 16,23% de la energía adquirida. La tasa de crecimiento desde la primera a la última semana del mes de mayo ha sido de un 400%.

Por todo lo expuesto es necesario tener presente que cualquier conclusión que se obtenga será necesariamente provisional y posiblemente sujeta a revisiones en el futuro debido a la escasa experiencia disponible, que ni siquiera alcanza a un año de funcionamiento totalmente reglado del mercado.

Teniendo en cuenta que cualquier transferencia será consumidor cualificado, parece más representativa la información relativa al año 1999 (sólo cinco meses con informe mensual publicado) que al año 1998, puesto que la participación de estos era entonces extremadamente reducida. De hecho, en los informes del operador del

mercado del año 1998 no se diferenciaba entre energía adquirida por consumidores cualificados y comercializadores y la adquirida por distribuidores e intercambios internacionales, apareciendo esta distinción por primera vez en 1999.

Por otra parte, los resultados obtenidos serán contrastados en un epígrafe posterior con la información, posteriormente disponible, del período junio-diciembre de 1999, con el fin de comprobar si es necesario introducir alguna modificación.

### 3.2.2.3.3. Consumo de energía en bombeo

#### 3.2.2.3.3.1. Componentes del coste

La fórmula que permite calcular el precio final del kWh es la siguiente:

$$P = [(P_m + P_e)M + T_a]I_eI_v$$

donde:

- $P$  = precio del kWh a satisfacer por el consumidor (pts/kWh)
- $P_m$  = precio final horario adoptado resultante del mercado de producción (pts/kWh)
- $P_e$  = repercusión final de las pérdidas de energía en el kWh consumido (pts/kWh)
- $M$  = coeficiente correspondiente a la moratoria nuclear (1,0354 según el RD 2821/1998 de 23 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999)
- $T_a$  = repercusión de la tarifa de acceso a redes en el kWh consumido (pts/kWh)
- $I_e$  = coeficiente correspondiente al impuesto de la electricidad (1,05113 según la Ley 66/1997 de 30 diciembre de Medidas fiscales, administrativas y del orden social)
- $I_v$  = coeficiente correspondiente al impuesto sobre el valor añadido (1,16)

Como puede verse, hay dos componentes fundamentales: la correspondiente al mercado de producción, que se utiliza también para valorar las pérdidas de energía, y la correspondiente a las tarifas de acceso, sometidas a tarifa y que supone un peaje por el uso de las redes de distribución y transporte por parte del consumidor para poder recibir la energía contratada. A continuación se desarrollan todas ellas.

#### 3.2.2.3.3.1.1. Precio del mercado de producción

Como ya se ha indicado al abordar el mercado de producción, todos los bombeos asociados a las transferencias tendrán la condición de consumidor cualificado y dispondrán de las opciones allí indicadas para contratar la energía. Para quedar del lado de la seguridad, se estimará el precio que resultaría si acudiesen directamente a contratar en el mercado (único que es posible estimar con la información disponible, puesto que las restantes modalidades responden a un pacto libre entre las partes).



El precio final horario de la energía en el mercado de producción dista mucho de ser constante, existiendo variaciones muy significativas de unas horas a otras. A título de ejemplo se incluyen a continuación los precios máximos, mínimos y medios horarios de cada día del mes de mayo de 1999. Puede apreciarse la importancia de elegir lo más adecuadamente posible las horas de funcionamiento para reducir el coste.

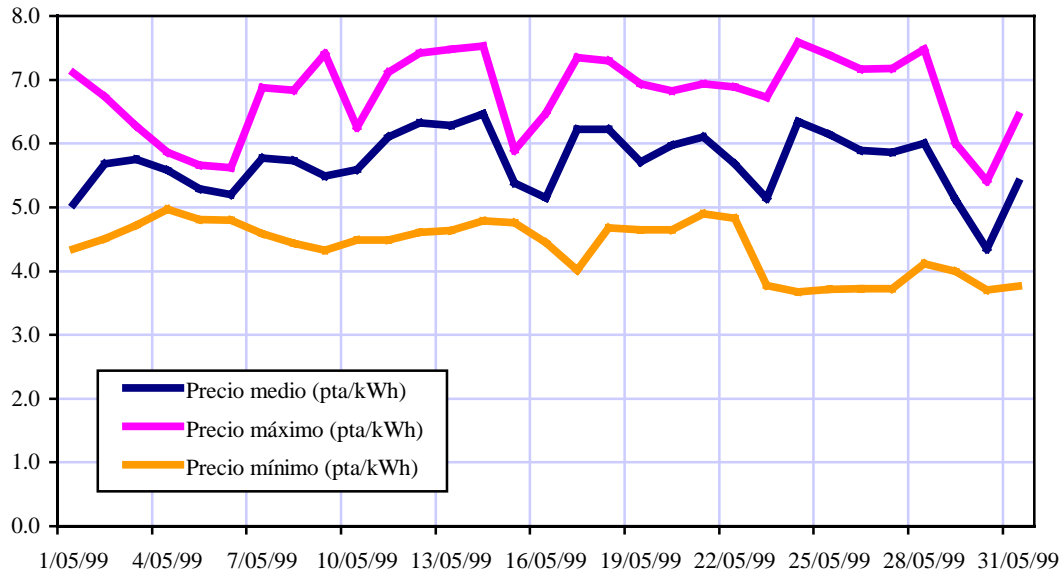


Figura 22. Precio horario final de la energía durante el mes de mayo de 1999

Por otra parte, hay que tener en cuenta que el bombeo debe realizarse de forma continua, es decir, no es posible, salvo que el número de horas diarias de funcionamiento sea muy reducido, elevar agua intermitentemente aprovechando solo las horas más baratas. Ello es debido a que no sería factible entonces elevar el volumen correspondiente al caudal continuo diario (24 horas) que transporta la conducción general de trasvase que parte del depósito de modulación en el que termina la tubería de la elevación. Recurrir a un bombeo intermitente implicaría aumentar de tal forma la potencia de las bombas, el diámetro de las impulsiones y la capacidad de las balsas, que la amortización de las obras podría llegar a equilibrar el ahorro conseguido en el consumo de energía. Con los períodos usuales de funcionamiento, que salvo excepciones serán superiores a 12 horas, el bombeo tendrá que efectuarse de manera continua.

El análisis de la distribución horaria de los precios indica que, generalmente, las ocho primeras horas del día, desde las cero hasta las 8 horas integran el período más barato. Considerando que, como se verá después, también constituyen el lapso más económico para las tarifas de acceso, es claro que siempre debe funcionar la instalación durante estas horas y prolongarse a partir de ellas el número que sea necesario. Las horas más caras son las del final del día y las de media mañana. Estas últimas quedan incluidas dentro del período de bombeo siempre que, como es habitual, este exceda de ocho horas.

El precio final horario a aplicar al kWh consumido, puesto que no se bombea durante todo el día y se prescinde de las horas finales del día, que tienen un precio superior a la media aritmética, salvo escasas excepciones, será inferior al medio aritmético. Por tanto, ya se dispondría de una cota superior. A continuación figuran los precios finales medios aritméticos desde enero de 1998 hasta mayo de 1999. En los meses correspondiente a 1999 se incluye la distinción entre distribuidores y consumidores cualificados, facilitada a partir de enero en los informes del operador del mercado.

Año	Mes	Precio final medio aritmético (pta/kWh)		
		Distribuidores	Consumidores cualificados	General
1998	Enero			5,702
	Febrero			5,281
	Marzo			5,476
	Abril			5,616
	Mayo			5,047
	Junio			5,025
	Julio			5,802
	Agosto			6,271
	Septiembre			5,406
	Octubre			5,380
	Noviembre			5,983
	Diciembre			5,724
Media			5,559	
1999	Enero	5,539	4,291	5,398
	Febrero	6,241	5,117	6,110
	Marzo	6,321	4,957	6,155
	Abril	5,995	4,523	5,731
	Mayo	5,937	4,442	5,633
Media	6,007	4,658	5,805	
Media			5,631	

Tabla 5. Precios finales horarios medios del mercado de producción

El precio medio final de los 17 meses del mercado general es de 5,6 pts/kWh, apreciándose un incremento en 1999 frente a 1998 (comparando el período enero-mayo en ambos, se pasa de 5,42 pts/kWh a 5,8 pts/kWh). Cabe destacar, sin embargo, que el precio medio de la energía adquirida por los consumidores cualificados y comercializadores fue de 4,658 pts/kWh, es decir 1,147 pts/kWh inferior a la media. En el informe del operador del mercado de mayo de 1999 se señala que con relación al período enero-mayo del año 1998 se ha producido un descenso del 12,93% dentro de este grupo en el precio medio ponderado, por lo que cabe suponer que lo mismo habrá ocurrido con el precio medio aritmético.

En definitiva, mientras que el precio medio del mercado general parece presentar una ligera tendencia ascendente, sucede lo contrario con el precio medio de los consumidores cualificados.

Se dispone también desde enero a mayo de 1999 del precio medio correspondiente al mercado general de las ocho primeras horas de cada día y de las dieciséis restantes que, aproximadamente, pueden asimilarse las primeras a las más baratas y las restantes, a las dieciséis más caras. Estos valores pueden ayudar también a centrar el valor a adoptar como precio medio del kWh consumido en bombeos y se recogen a continuación.

Mes	Precio medio 8 primeras h. de cada día (pts/kWh)	Precio medio 16 h restantes (pts/kWh)
Enero	4,46	5,849
Febrero	5,003	6,663
Marzo	5,386	6,540
Abril	5,227	5,983
Mayo	4,766	6,066
Media	4,968	6,2208

Tabla 6. Precios horarios finales medios del mercado (8 horas y 16 horas)

Con toda la información expuesta se está en condiciones de estimar un precio del kWh para los bombeos. Se tratará siempre de quedar del lado de la seguridad, estimando un precio al alza, debido que la escasa experiencia disponible del mercado dificulta estimar tendencias con fiabilidad.

Como se ha indicado, el precio medio del mercado general constituye un límite superior y parece mostrar una tendencia ascendente. La participación de los consumidores cualificados es creciente a ritmo muy rápido, como se señaló al hablar del mercado eléctrico a lo largo de 1999 y, previsiblemente los sea más en el futuro, por lo que se da mayor valor a la información de estos cinco meses que a la de todo 1998, debido a la escasísima participación de estos consumidores durante ese año. El precio medio de los consumidores cualificados tiende a descender y en el período indicado su valor es de 4,658 pts/kWh. Esto constituiría un nuevo límite superior. Sin embargo, este valor queda por encima del precio medio del mercado general para las ocho horas más baratas, por lo que no parece prudente aceptarlo, aunque corresponda a un mercado que se ha revelado como más caro que el de los consumidores cualificados.

A la vista de ello, y con el criterio de la seguridad, para no quedar por debajo de la media de las ocho horas más baratas, se propone adoptar un precio final horario medio de 5 pts/kWh ( $P_m$  de la fórmula indicada al inicio del epígrafe) para el consumo de los bombeos. Este precio debe incrementarse en la moratoria nuclear, impuesto sobre la electricidad e IVA, resultando un total de 6,31 pts/kWh.

#### 3.2.2.3.3.1.2. Pérdidas de energía

Un consumidor no puede contratar exclusivamente la energía que requieren sus instalaciones, puesto que esa energía debe ser transportada a través de una red y en ese recorrido se producirán pérdidas como consecuencia de las características eléctricas de los conductores (impedancia). Por tanto, la energía que deberá abonar al precio resultante del mercado de producción y estimado en el apartado anterior, será la suma de sus necesidades estrictas junto con las pérdidas en la red de

transporte y distribución, cuyo procedimiento de cálculo está establecido en el RD 2821/1998 por el que se fijan las tarifas eléctricas para 1999.

El procedimiento consiste en estimar las pérdidas como un porcentaje de la energía consumida, variable en función del período tarifario en que se suministre (los períodos se establecen en el RD 2820/1998 de 23 de diciembre por el que determinan las tarifas de acceso a redes) y de la tensión de suministro. El porcentaje crece a medida que se reduce el nivel de tensión. Los porcentajes a aplicar pueden encontrarse en el Anexo V del RD mencionado en el párrafo anterior.

Para calcular la repercusión en el kWh consumido, se calcula la energía total que suponen las pérdidas y se divide por la energía consumida por la instalación estrictamente. La cantidad resultante (kWh pérdidas/kWh consumido), multiplicada por el precio del mercado de producción es la cantidad ( $P_e$ ) que debe introducirse en la ecuación que permite calcular el precio final. Como orden de magnitud, si bien se trata de una cantidad variable, puede estimarse 0,2 pts/kWh (incluyendo la moratoria y los impuestos). Su influencia en el precio final no es considerable (menor del 3%).

#### 3.2.2.3.3.1.3. Tarifa de acceso

Las tarifas de acceso representan los peajes que debe satisfacer un consumidor por el uso de las redes de transporte y distribución que le permiten recibir la energía contratada. Como ya se ha indicado, se trata de una actividad regulada y su régimen tarifario viene establecido en el RD 2820/1998 de 23 de diciembre.

En el caso de las transferencias son de aplicación las tarifas generales de acceso para alta tensión (suministro siempre a tensión superior a 1000 v). Tiene una estructura binomia, compuesta por los términos de potencia y energía. La suma de ambos constituye el precio máximo de estas tarifas, incluyendo todos los costes. Por tanto, a diferencia del precio resultante del mercado de producción, ya está incluida la moratoria nuclear. Únicamente deben añadirse los impuestos (impuesto de la electricidad e IVA).

El valor de los componentes citados es variable en función de la tensión de suministro y del período tarifario en que se realice éste. A estos efectos, las 8760 horas del año se encuentran divididas en seis períodos. La distribución de costes en ellos coincide, a grandes rasgos, con la resultante del mercado de producción, es decir, las horas más baratas del mercado de producción lo son también en la tarifa de acceso, salvo en el mes de agosto; en él la distribución horaria es indiferente en lo que a tarifa de acceso se refiere, puesto que todas las horas son de período 6 en cuanto a término de potencia. Puede suponerse, por tanto, que las horas más favorables para bombear resultantes del mercado de producción lo son también en cuanto a tarifas de acceso. A continuación se incluye la distribución de períodos tarifarios establecida en el RD 2820/1998.

Periodo tarifario	Tipo de día <sup>7</sup>				Nº horas al año
	A	B	C	D	
1	De 16 a 22				483
2	De 8 a 16 y de 22 a 24				805
3		De 9 a 15			498
4		De 8 a 9 y de 15 a 24			830
5			De 8 a 24		984
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24	5160
Total					8760

Tabla 7. Períodos tarifarios de las tarifas generales de alta tensión

Los valores de los términos de potencia (pts/kWh contratado) y energía (pts/kWh consumido) en función del período tarifario y del nivel de tensión pueden encontrarse en el Título IV del RD 2820/1998.

Para estimar las tarifas de acceso es necesario conocer la distribución de las horas de bombeo a lo largo del año entre los seis períodos y el nivel de tensión de suministro. La primera es función del tiempo de funcionamiento anual previsto para la instalación, habiéndose analizado algunas de las elevaciones previstas, que cubren toda la gama prevista, tanto de número de meses como de horas de funcionamiento diarias.

La tensión de suministro crece con la potencia de la instalación. Se ha realizado un análisis para determinar la potencia máxima que se puede transportar para cada uno de los valores de tensión que delimitan los escalones de términos de potencia y energía. Ello requiere suponer un conductor determinado como elemento de transporte. Los conductores empleados para cada tensión varían con la compañía eléctrica. Se han adoptado unos valores razonables a la vista de los estándares utilizados en zonas donde son previsibles demandas importantes. Tales valores son los siguientes:

Nivel de tensión (kV)	Conductor mínimo
$V \leq 72,5$ kV	LA-56
$72,5$ kV < $V \leq 145$ kV	LA-110

Tabla 8. Conductores en función del nivel de tensión

La potencia que pueden transportar se ha calculado atendiendo exclusivamente a la densidad de corriente sin tener en cuenta la caída de tensión, ya que que dependería de la longitud de las líneas, que es muy variable en función de cada instalación, y cuyo análisis supondría un grado de detalle que excede los objetivos de este Plan Hidrológico. En consecuencia, las potencias correspondientes a los escalones de tensión indicados en el RD son las siguientes:

<sup>7</sup> Tipo de día

A : lunes a viernes no festivos de noviembre a febrero (aprox. 80,5 días)

B: lunes a viernes no festivos de marzo, abril, julio y octubre (aprox. 83 días)

C: lunes a viernes no festivos de mayo, junio y septiembre (aprox. 61,5 días)

D: sábados, domingos, festivos y todo agosto (aprox. 140 días)

Nivel de tensión (kV)	Potencia (MW)
$V \leq 36$	$P \leq 10$
$36 < V \leq 72,5$	$10 < P \leq 20$
$72,5 < V \leq 145$	$20 < P < 60$
$145 < V$	$60 < P$

Tabla 9. Relación entre tensión de suministro y potencia de la instalación

La mayor parte de las elevaciones previstas se encuentran en los dos escalones centrales, si bien existen algunas en el escalón superior. Se dispone así de una tramificación que permite estimar los términos de potencia y energía en función de la potencia instalada, dato habitualmente conocido.

Se ha supuesto que la potencia contratada es la misma en todos los períodos e igual a la nominal estimada. Por ello, el término de potencia es el resultado de sumar los valores correspondientes a cada uno de los períodos tarifarios, que habitualmente son los seis, por la potencia total. La repercusión sobre el kWh consumido se obtiene dividiendo el valor resultante por el total de la energía consumida. Es decir, dividiendo la suma de los términos de potencia por el número de horas de funcionamiento anual de la instalación.

Para potencias superiores a 15 MW existen descuentos importantes siempre que la utilización de la potencia durante cada período tarifario sea superior al 75% de la contratada para ese período. En el caso de las transferencias, se ha supuesto que durante todo el período de funcionamiento se está trabajando con el total de la instalación. Por tanto, esta condición se cumpliría siempre que el período de utilización fuese superior al 75% del año (9 meses), circunstancia que se da en buen número de las elevaciones planteadas. Ello puede suponer descuentos del 50% para aquellas que superen o iguales los 60 MW. Esto justifica que el término de potencia resulta sensiblemente menor para potencias muy elevadas que para reducidas. La tabla con los descuentos puede consultarse en el título IV del RD 2820/1998.

Para calcular la repercusión del término de energía en el kWh consumido es necesario multiplicar la totalidad de la energía consumida al año en cada período tarifario por el término correspondiente a ese período y dividirlo por el total de energía consumida. En definitiva, se trata de multiplicar el número de horas de cada período tarifario por el término de energía correspondiente a ese período y dividirlo por el número de horas de funcionamiento anual de la instalación. En este caso no existe descuento alguno.

Del análisis efectuado para toda la gama de elevaciones consideradas se deduce que, tanto para el término de potencia como para el de energía, resulta mayor la repercusión en el kWh consumido cuanto menor es la potencia contratada y el tiempo de funcionamiento, si bien es menor el rango de variación en el término de energía debido a que no existe la distorsión de los descuentos.

Como orden de magnitud, si bien depende de cada elevación, puede estimarse un total de 2 pts/kWh consumido para el total de las tarifas de acceso, que tras aplicar los impuestos correspondientes se transforma en 2,8. Es conveniente, no obstante, establecer una discriminación en función de la potencia para tener en cuenta la posibilidad de descuentos (potencia inferior a 15 MW y potencia superior o igual a 15 MW).

### 3.2.2.3.3.2. Precio final del kWh propuesto

De lo expuesto en los apartados anteriores, junto con el análisis detallado de casos concretos de elevaciones que cubren toda la gama de potencias y tiempos de funcionamiento, se deduce la siguiente propuesta de precio final a aplicar al kWh consumido:

Potencia (MW)	Precio total (PTS/kWh)
≤ 15 MW	9
> 15 MW	8

Tabla 10. Precios totales propuestos para la energía consumida en bombeos

En todo caso cabe destacar que la oscilación del precio final no es muy alta, variando entre 7,96 pts/kWh en el caso más barato de los analizados y 9,4 pts/kWh en el más caro. Si, debido al tiempo de funcionamiento anual no fuesen aplicables descuentos por utilización de más del 75% de la potencia contratada en todos los períodos tarifarios (tiempo de funcionamiento menor de 9 meses/año), sería más adecuado considerar para todos los casos un precio de 9 pts/kWh.

Se ha efectuado también un análisis de sensibilidad variando la modulación del bombeo para analizar la influencia de este factor en el precio. Hasta ahora se ha supuesto que durante todos los días de funcionamiento el caudal y el volumen elevado es el mismo. Sin embargo esto sólo es posible si existe una cierta regulación tanto en demanda como en destino.

La mayor diferencia con respecto a esta hipótesis consistiría en tener que adaptar el bombeo a la demanda de riegos en destino, que es la más variable. Si se toma la distribución media de la demanda de riego en las cuencas del Júcar o del Segura, destinatarias principales de los trasvases, el volumen a elevar varía entre un 16% en el mes de máxima demanda y un 4% del total en el mes de mínimo consumo. La máxima demanda es superior a la demanda uniforme, por lo que es necesario incrementar la potencia de la instalación con respecto al caso inicial. Sin embargo, este incremento tiene lugar en los meses de verano, que son los más baratos en cuanto a término de potencia. En los meses más caros, en cambio, se reduce considerablemente el número de horas de bombeo, pudiendo limitarse prácticamente al período tarifario más barato. Por ello, el término de potencia se abarataría o se mantendría igual, debido a que no sería posible la consideración de descuentos, al utilizarse el total de la potencia contratada durante un tiempo muy reducido.

El término de energía también se abarataría, pues la energía consumida sería la misma pero la distribución en períodos sería más favorable. Lo mismo sucedería con las pérdidas.

Por tanto, la tarifa de acceso se mantendría igual o se abarataría.

En cuanto al mercado de producción, la mayor parte de los meses del año podría ajustarse mejor el consumo a las horas más baratas, puesto que salvo en los meses punta se dispondría de potencia sobrada para concentrar la producción en menos horas. Se añade, sin embargo, un consumo elevado en los meses de julio y agosto,

que en 1998 fueron caros (agosto fue el más caro). Puede suponerse que el precio final del mercado de producción sería sensiblemente coincidente con el adoptado.

Por tanto, puede concluirse que una alteración sustancial del régimen de funcionamiento de la instalación no tiene repercusiones significativas en el precio propuesto y, en todo caso, serían a la baja.

#### **3.2.2.3.4. Producción de energía en nuevos saltos asociados a las transferencias**

A lo largo de las conducciones del trasvase, siempre que el trazado lo permite, se disponen centrales hidroeléctricas con el fin de recuperar la mayor parte posible de la energía consumida en los bombeos.

La cuantificación de la energía producida es, en este caso, inmediata, puesto que se conocen la altura disponible y el volumen a turbinar a lo largo del año.

La determinación del precio de venta del kWh producido es algo más compleja, puesto que depende de la potencia de las nuevas centrales.

De acuerdo con lo establecido en la Ley del Sector Eléctrico (art. 23.1) las instalaciones cuya potencia sea superior a 50 MW están obligadas a presentar oferta al operador del mercado para cada período de programación, contemplando unas excepciones que no afectan a los aprovechamientos vinculados a las transferencias de agua. Por lo tanto, parece claro que a los saltos cuya potencia sea superior a este valor se les debe aplicar el precio derivado del mercado de producción, al que concurrirán como un agente más.

Sin embargo, para potencias inferiores o iguales a 50 MW, el RD 2818/1998 de 23 de diciembre sobre Producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, establece una nueva posibilidad en cuanto a retribución de la energía producida diferente de la incorporación al mercado, el denominado régimen especial, enmarcado dentro del fomento de las energías renovables.

En el RD mencionado se dividen las centrales hidroeléctricas en dos categorías atendiendo a su potencia (P):

- $P \leq 10\text{MW}$
- $10\text{ MW} < P \leq 50\text{ MW}$

Cada salto puede acogerse al régimen especial o bien formular ofertas al mercado mayorista. En el primer caso pueden vender la energía al precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica complementado, en su caso, por una prima o incentivo cuyos valores se detallan en apartados posteriores. La retribución de la producción depende del escalón en que se encuentre englobado cada salto (art 23, 24 y 28 del RD2818/1998).

En cualquier caso, los precios resultantes del régimen especial habrá que incrementarlos en el 16% de IVA y el 5,113% del impuesto sobre la electricidad. Es conveniente tener presente que el régimen especial establece un sistema de primas para el fomento de la generación mediante energías renovables, persiguiendo satisfacer mediante estas fuentes el 12% de la demanda energética nacional en el



2010. Caso de alcanzarse este objetivo es razonable dudar del mantenimiento de estas primas, lo que puede suponer una variación muy significativa de todo lo expuesto a continuación y requerir un nuevo análisis. De hecho, en el propio RD se prevé la actualización anual de las primas en función del precio medio del mercado, así como la revisión de las primas fijadas cada cuatro años.

### 3.2.2.3.4.1. Centrales de potencia igual o inferior a 10 MW

De acuerdo con el RD existen dos posibilidades, además de ofertar al operador del mercado. La primera es percibir un precio fijo de 11,2 pts/kWh sea cual sea el momento en el que tenga lugar la generación. La segunda consiste en un precio de venta variable en función de la hora del día en que tenga lugar la generación. Dicho precio se obtiene añadiendo la prima que corresponda (en este caso 5,45 pts/kWh), a un precio medio del mercado calculado para dos períodos distintos: las ocho primeras horas del día y las dieciséis restantes. La energía producida en las ocho primeras horas del día toma como precio medio del mercado el precio medio aritmético correspondiente al conjunto de precios horarios de las ocho primeras horas de los días del mes de facturación. La energía generada en el segundo período toma como precio de mercado el precio medio aritmético correspondiente a las dieciséis horas restantes de todos los días del mes. Estos precios deben ser publicados mensualmente por el operador del mercado.

A continuación se analiza cuál de todas las posibilidades puede ser más interesante. La banda más alta de los precios horarios finales máximos en 1998 fue del orden de las 9,5 pts/kWh, situándose la media de los máximos en el entorno de las 8 pts/kWh. En el período de vigencia del RD que regula el régimen especial, enero-mayo de 1999, la media de los precios horarios finales máximos de cada mes ha sido de 8,3 pts/kWh, mientras que la media de los máximos horarios diarios ha ascendido a 7,2 pts/kWh.

A la vista de los valores indicados, es claro que ninguno supera las 11,2 pts/kWh que posibilita como precio fijo lo dispuesto en el RD. Por tanto, siempre que la potencia a caudal continuo sea inferior a 10 MW es seguro que no interesa ofertar al operador de mercado, ni aún en el caso de concentrar la producción en la banda de precios horarios máximos, lo que supondría además, incrementar el coste de la infraestructura necesaria y, por tanto, la anualidad de amortización.

En cuanto a la posibilidad de acogerse a la discriminación en dos períodos, los precios resultantes en el período enero-mayo de 1999 son los siguientes:

Mes	P. <sub>medio</sub> 8 horas (pts/kWh)	P. <sub>medio</sub> 16 horas (pts/kWh)	Prima (pts/kWh)	P. <sub>final</sub> 8 horas (pts/kWh)	P. <sub>final</sub> 16 horas (pts/kWh)	P. <sub>equivalente</sub> (pts/kWh)
Enero	4,46	5,85	5,45	9,91	11,3	10,84
Febrero	5,00	6,66	5,45	10,45	12,11	11,56
Marzo	5,39	6,54	5,45	10,84	11,99	11,60
Abril	5,22	5,98	5,45	10,68	11,43	11,18
Mayo	4,77	6,07	5,45	10,22	11,52	11,08
Media	4,97	6,22	5,45	10,42	11,67	11,25

Tabla 11. Precios del régimen especial con discriminación horaria ( $P \leq 10$  MW)

Como puede apreciarse, el precio horario equivalente de los cinco meses coincide prácticamente con el precio fijo estipulado en el RD, luego no parece que sea interesante acogerse a la discriminación en los dos periodos en el caso de turbinar en caudal continuo. Tampoco parece demasiado ventajoso incrementar la potencia, siempre que se mantenga por debajo de los 10 MW para concentrar la producción en las 16 horas más caras, puesto que el incremento de precio medio sería de solo 0,46 pts/kWh, que puede ser prácticamente equivalente al incremento de amortización originado por las inversiones adicionales requeridas para aumentar el caudal del salto (balsas de regulación a la entrada y a la salida y mayor coste de los equipos).

En definitiva, siempre que se trate de saltos con potencia inferior o igual a 10 MW se aplicará el precio fijo de 11,2 pts/kWh, que debe incrementarse en el impuesto sobre la electricidad y el IVA correspondiente, resultando un total de 13,66 pts/kWh.

### 3.2.2.3.4.2. Centrales de potencia superior a 10 MW e igual o inferior a 50 MW

Las dos únicas posibilidades existentes son ofertar al mercado mayorista o bien acogerse al régimen especial. En este segundo caso, la retribución del kWh producido se obtendría mediante la fórmula siguiente:

$$R = P_m + P_r + ER$$

Donde

- R= retribución en pts/kWh
- $P_m$  = precio final horario medio de mercado
- $P_r$  = prima
- ER = complemento por energía reactiva.

A su vez, la prima se calcula de la siguiente manera:

$$P_r = \frac{b(50 - P)}{40}$$

Donde

- b= prima para las instalaciones de potencia  $\leq$  10 MW. (5,45 pts/kWh)
- P = potencia de la instalación en MW

Por tanto, en cualquier caso, acogerse al régimen especial supone que se va a percibir un precio horario final superior al medio aritmético del mercado. Es decir, siempre que se vaya a funcionar las 24 horas del día, indudablemente, interesará acogerse a esta posibilidad. En función de la potencia instalada el valor de la prima varía entre el máximo de 5,45 pts/kWh para 10 MW y 0 para 50 MW.

Otra posibilidad sería concentrar la producción en un número de horas inferior a 24 y acudir al mercado buscando unos precios superiores a los del régimen especial. Desde el 1 de enero de 1999 la evolución de los precios máximos ha sido la siguiente:

Mes	Precio horario final máximo del mes (pts/kWh)	Media de los precios horarios finales máximo diarios (pts/kWh)
Enero	8,91	7,00
Febrero	8,96	7,86
Marzo	8,28	7,43
Abril	7,86	6,88
Mayo	7,59	6,78
Media	8,32	7,19

Tabla 12. Precios horarios finales máximos del mercado de producción 1999

Por tanto, en el caso de concentrar la turbinación en la banda más alta de los precios máximos, el límite superior del precio de mercado sería de 7,19 pts/kWh. La potencia a partir de la cual interesará concentrar la producción será aquella para la que el precio resultante de la fórmula de régimen especial iguale a este máximo del mercado. El precio horario medio del mercado desde la entrada en vigor del RD del régimen especial es de 5,8 pts/kWh. La ecuación a resolver es:

$$7,189 = 5,80 + \frac{5,45(50 - P)}{40}$$

De donde la potencia resultante es 40 MW. Ahora bien, salvo que los costes de primera inversión se incrementen de forma inadmisiblemente, como mínimo será necesario turbinar durante ocho horas. Por ello, el precio a aplicar no será la media de los máximos diarios, sino un precio ligeramente inferior. Si se supone una reducción del 10% en el precio a aplicar, la potencia resultante es de 45 MW, es decir, prácticamente coincidente con los 50 MW. La diferencia de precio sería además tan reducida, que difícilmente compensaría el incremento de amortización causado por el aumento del coste de la inversión adicional necesaria para concentrar la producción.

Como consecuencia de todo lo expuesto, se estima que para potencias superiores a 10 MW e iguales o inferiores a 50 MW se adopta siempre la fórmula de cálculo del precio correspondiente al régimen especial. Este precio deberá incrementarse con los impuestos correspondientes (electricidad e IVA, es decir, multiplicar por 1,219).

El complemento por energía reactiva depende del valor del  $\cos\phi$  de la instalación. Si es superior a 0,9 supone una bonificación, incrementando el precio del kWh hasta un máximo de un 4% y si es inferior una penalización. Lo habitual será que las nuevas instalaciones reúnan las condiciones para tener la máxima bonificación. No obstante, por quedar del lado de la seguridad, se supondrá que el complemento por reactiva es nulo.

### 3.2.2.3.4.3. Centrales de potencia superior a 50 MW

Los saltos mayores de 50 MW deben ofertar al operador del mercado, por lo que si turbinan durante las 24 horas del día se tomará el precio medio aritmético horario final, que es, en el período enero-mayo de 1999, de 5,8 pts/kWh. Si la producción se concentra en un número más reducido de horas, se propone la siguiente distribución:

- Tiempo de funcionamiento de 16 horas: 6,2 pts/kWh
- Tiempo de funcionamiento de 8 horas: 7 pts/kWh

Al igual que en los casos anteriores, estos precios deberán incrementarse con los impuestos de al electricidad y el IVA (multiplicar por 1,219).

### **3.2.2.3.5. Actualización del precio de la energía**

Los costes energéticos propuestos en los epígrafes anteriores se basan en la información disponible en esta materia a fecha de junio de 1999, tanto en lo que se refiere al mercado de producción como a las disposiciones que regulaban las actividades aún sometidas a tarifa y la producción en régimen especial.

En este apartado se actualiza la información hasta diciembre de 1999, analizando si, de acuerdo con los objetivos perseguidos a nivel de planificación, esta actualización obliga a modificar los valores adoptados tanto par el consumo de energía en bombeos como para la producción en nuevos saltos.

#### **3.2.2.3.5.1. Consumo de energía en bombeos**

A continuación se analiza cada uno de los componentes del coste que, como ya se ha indicado, son el mercado de producción, las pérdidas de energía, ambos afectados por la moratoria nuclear y las tarifas de acceso a redes. Todos ellos deben incrementarse en el impuesto sobre la electricidad y el IVA.

Los porcentajes correspondientes a la moratoria nuclear, impuesto sobre la electricidad e IVA no han sufrido variación. Precio

##### **3.2.2.3.5.1.1. Precio del mercado de producción**

Si se considera el año 1999 completo, el precio final horario medio aritmético de todo el mercado es de 5,716 pts/kWh, frente a las 5,805 pts/kWh resultantes en el período enero-mayo.

En cuanto a los consumidores cualificados, considerando todo el año se obtiene un precio medio aritmético de 4,679 pts/kWh frente a las 4,658 pts/kWh en los cinco primeros meses del año. Las variaciones son, como puede apreciarse, muy reducidas.

En la tabla siguiente se recogen los valores publicados en el mes de diciembre de 1999 en el informe de del Operador del mercado de la electricidad (existen muy pequeñas discrepancias entre esta información y la correspondiente a los informes del primer trimestre del año).

Año	Mes	Precio final medio aritmético (pta/kWh)		
		Distribuidores	Consumidores cualificados	General
1998	Enero			5,702
	Febrero			5,281
	Marzo			5,476
	Abril			5,616
	Mayo			5,047
	Junio			5,025
	Julio			5,802
	Agosto			6,271
	Septiembre			5,406
	Octubre			5,380
	Noviembre			5,983
	Diciembre			5,724
Media			5,559	
1999	Enero	5,496	4,725	5,369
	Febrero	6,234	5,355	6,095
	Marzo	6,331	5,091	6,145
	Abril	5,995	4,523	5,731
	Mayo	5,937	4,442	5,633
	Junio	5,934	4,497	5,663
	Julio	6,129	4,690	5,823
	Agosto	5,919	4,241	5,550
	Septiembre	6,177	4,643	5,766
	Octubre	5,792	4,221	5,328
	Noviembre	6,078	4,897	5,759
	Diciembre	6,060	4,818	5,727
Media	6,007	4,679	5,716	
Media			5,637	

Tabla 13. Precios finales horarios medios del mercado de producción

Considerando todo el año 1999, el precio medio aritmético de las ocho primeras horas de cada día (las más baratas prácticamente) es de 4,577 pts/kWh, un 8% inferior al correspondiente al periodo enero mayo, que es de 4,968 pts/kWh. Las cifras se recogen en la siguiente tabla.

Mes	Precio medio 8 primeras h. de cada día (pts/kWh)	Precio medio 16 h restantes (pts/kWh)
Enero	4,46	5,849
Febrero	5,003	6,663
Marzo	5,386	6,540
abril	5,227	5,983
mayo	4,766	6,066
Junio	4,652	6,169
julio	4,778	6,346
Agosto	4,459	6,095
Septiembre	4,111	6,594
Octubre	3,905	6,035
Noviembre	4,140	6,569
Diciembre	4,040	6,570
Media	4,577	6,290

Tabla 14. Precios horarios finales medios del mercado (8 horas y 16 horas)

El precio medio aritmético para consumidores cualificados en todo el año es de 4,679 pts/kWh. Es decir, con los datos de todo el año, el precio medio aritmético de las ocho horas más baratas del mercado general de producción es inferior al de los consumidores cualificados. En consecuencia, ahora puede tomarse con suficiente seguridad este último valor como precio final horario. Ello permite reducir el precio de 5 pts/kWh adoptado con la información hasta mayo de 1999 a 4,7 pts/kWh es decir un 6%. Por tanto, manteniendo el anterior se estaría del lado de la seguridad.

Aplicando los porcentajes de moratoria nuclear, impuesto de la electricidad e IVA resultaría un precio de 5,93 pts/kWh frente a las 6,31 pts/kWh adoptadas.

#### 3.2.2.3.5.1.2. Pérdidas de energía

El RD 2066/1999 de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000, modifica los porcentajes de energía correspondientes a pérdidas en cada período tarifario y nivel de tensión de suministro respecto a los establecidos para 1999.

Estos coeficientes se reducen para todos los niveles de tensión y todos los periodos tarifarios, salvo en el 6, que es el que tiene precios de energía menores (8 horas nocturnas de todos los días del año y las 24 h de sábados, domingos, festivos y agosto). Lógicamente todas las elevaciones utilizarán este periodo, además de otros. La cuantía del incremento en él oscila desde cero hasta el 10%, dependiendo del escalón de tensión. El que previsiblemente puede ser más frecuente en los bombeos de las transferencias, 36 kV-72,5 kV no sufre incremento.

En el resto de los periodos, que también tendrán que ser utilizados por los bombeos la reducción del porcentaje es, en general superior al 10%, compensando así, parcial o totalmente el incremento del periodo 6. Por tanto, teniendo en cuenta además que el precio a aplicar a esta pérdida de energía se reduciría en un 6% si se considera todo el año 1999, en vez del periodo enero-mayo, puede afirmarse que la variación en la valoración de las pérdidas resultante de aplicar el nuevo RD, no será en absoluto representativa, máxime si se tiene en cuenta que este concepto representa menos del 3% del precio final resultante para el kWh.

En definitiva, pueden mantenerse las 0,2 pts/kWh adoptadas correspondientes al concepto de pérdidas, incluyendo moratoria e impuestos, adoptadas en función de la información disponible hasta mayo de 1999.

#### 3.2.2.3.5.1.3. Tarifas de acceso a redes

El Real Decreto 2066/1999 de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2000, establece en su única disposición adicional que antes del 1 de abril de 2000 se efectuará una propuesta de actualización de precios de las tarifas de acceso establecidas en el RD 2820/1998, adaptándose al nuevo marco de liberalización del suministro a partir del 1 de julio de 2000. Esta propuesta aún no ha sido aprobada en la fecha de redacción de este texto, por lo que siguen vigentes las tarifas consideradas y, por tanto, mantiene su validez la repercusión en pts/kWh por este concepto.

#### 3.2.2.3.5.1.4. Precio final del kWh propuesto

De acuerdo con lo expuesto en los tres apartados precedentes, se considera que se queda del lado de la seguridad manteniendo el precio del kWh consumido en los bombeos adoptado con la información disponible hasta mayo de 1999, pudiendo estimarse que con la información disponible hasta diciembre de 1999, podría reducirse en un 6%.

#### 3.2.2.3.5.2. Producción de energía en nuevos saltos asociados a las transferencias

El RD 2066/1999 por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000 actualiza las primas correspondientes a la producción en régimen especial de acuerdo con lo ya anunciado en el artículo 30.2 del RD 2818/1998, que regula la producción de energía por este tipo de instalaciones. Esta actualización se lleva a cabo teniendo en cuenta una variación interanual del tipo de interés del -9,46% y del precio medio de la electricidad de -5,48%, es decir, se trata de una reducción con respecto a 1998.

##### 3.2.2.3.5.2.1. Centrales de potencia igual o inferior a 10 MW

El RD 2066/1999 fija el precio fijo para el kWh producido en estas centrales en 10,59 pts/kWh. Considerando todo el año 1999, la media de los precios horarios finales máximos de cada mes ha sido de 8,71 pts/kWh y la media de los precios horarios finales máximos diarios ha ascendido a 7,2 pts/kWh. Puesto que ninguno de ellos supera las 10,59 pts/kWh sigue siendo válido que para potencias iguales o inferiores a 10 MW a caudal continuo no interesa ofertar al mercado de producción, siendo lo más interesante vender al precio fijo.

Seguidamente se analiza el interés de acogerse a la discriminación en dos períodos tarifarios a lo largo del día. Si se considera todo el año 99, la media aritmética de las 8 primeras horas se reduce a 4,58 pts/kWh y de las 16 horas restantes asciende a 6,29 pts/kWh. Las cifras se recogen en la tabla adjunta.

Mes	P.medio 8 horas (pts/kWh)	P.medio 16 horas (pts/kWh)	Prima (pts/kWh)	P.final 8 horas (pts/kWh)	P.final 16 horas (pts/kWh)	P.equivalente (pts/kWh)
Enero	4,46	5,85	4,97	9,43	10,82	10,36
Febr.	5,00	6,66	4,97	9,97	11,63	11,08
Marzo	5,39	6,54	4,97	10,36	11,51	11,13
Abril	5,22	5,98	4,97	10,19	10,95	10,70
Mayo	4,77	6,07	4,97	9,74	11,04	10,61
Junio	4,65	6,17	4,97	9,62	11,14	10,63
Julio	4,78	6,35	4,97	9,75	11,34	10,81
Agosto	4,46	6,09	4,97	9,43	11,06	10,52
Sept.	4,11	6,59	4,97	9,08	11,56	10,73
Oct.	3,90	6,03	4,97	8,87	11,00	10,29
Nov.	4,14	6,57	4,97	9,11	11,54	10,73
Dic.	4,04	6,57	4,97	9,01	11,54	10,70
Media	4,58	6,29	4,97	9,55	11,26	10,69

Tabla 15. Precios del régimen especial con discriminación horaria ( $P \leq 10$  MW)

La prima establecida en el RD 2066/1999 para el año 2000 es de 4,97 pts/kWh, por lo que el precio final para 8 horas será de 9,55 pts/kWh y para las 16 horas restantes de 11,26 pts/kWh. El precio horario equivalente sería de 10,69 pts/kWh, es decir, 0,1 pts (1%) superior al precio fijo. Por tanto, para producir a caudal continuo se mantiene la conclusión de que no reporta ventajas sustanciales acogerse a la discriminación en dos periodos. En cuanto a la posibilidad de concentrar la producción en las 16 horas más caras, el precio aplicable considerando todo el 99 y la prima vigente para el 2000 sería de 11,26 pts/kWh, es decir, 0,67 pts/kWh (6,3%) superior al precio fijo. Puede verse que el incremento es notablemente superior al que tenía lugar con el régimen establecido en 1999, que era de 0,46 pts/kWh.

Este nuevo incremento, debido a las pequeñas dimensiones de los equipos, puede considerarse más que suficiente para compensar el aumento de amortización ocasionado por el aumento de coste de la infraestructura. Por ello, parece adecuado, teniendo en cuenta los precios de 1999 y la prima fijada para el 2000, modificar el criterio inicialmente establecido y concentrar la producción en 16 horas, adoptando un precio de 11,2 pts/kWh, siempre que con ello no se supere la potencia instalada de 10 MW. Sin embargo, este precio coincide con el adoptado con la información disponible hasta mayo de 1999, puesto que lo que entonces se consideraba más conveniente era turbinar siempre a caudal continuo y retribuir el kWh al precio fijo vigente para 1999, que era, precisamente de 11,2 pts/kWh. En definitiva, el precio final a recibir por cada kWh generado sería el mismo, si bien la distribución horaria sería diferente, circunstancia que no afecta a la valoración de la energía producida. Por tanto, no es necesario modificar los cálculos del anejo de coste para estas centrales.

### 3.2.2.3.5.2.2. Centrales de potencia superior a 10 MW e igual o inferior a 50 MW

En estas centrales es claro que interesa acogerse al régimen especial siempre que se turbine a caudal continuo, puesto que en todo caso el precio que se percibe es superior al medio de mercado. Se analiza a continuación si compensa aumentar la potencia para concentrar la producción en las horas más caras del día. Si se considera todo el año 1999 y las primas vigentes para el año 2000, la media de los precios horarios finales máximos de cada mes es de 8,71 pts/kWh y la media de los máximos diarios es de 7,2 pts/kWh, es decir, coincidente con la del periodo enero-mayo. Las cifras se recogen en la tabla adjunta.

Mes	Precio horario final máximo del mes (pts/kWh)	Media de los precios horarios finales máximo diarios (pts/kWh)
Enero	8,91	7,00
Febrero	8,96	7,86
Marzo	8,28	7,43
Abril	7,86	6,88
Mayo	7,59	6,78
Junio	7,42	6,73
Julio	8,25	6,98
Agosto	7,72	6,78
Septiembre	8,51	7,33
Octubre	8,65	6,86
Noviembre	9,35	7,65
Diciembre	13,03	8,09
Media	8,71	7,20

Tabla 16. Precios horarios finales máximos del mercado de producción 1999



El precio horario final medio del mercado en el año 1999 es de 5,716 pts/kWh y la base para el cálculo de la prima en el año 2000 según el RD 2066/1999 pasa de 5,45 a 4,97 pts/kWh. Por tanto, la ecuación a resolver sería:

$$7,2 = 5,72 + \frac{4,97(50 - P)}{40}$$

De donde la potencia resultante es 38 MW. Por tanto, aplicando los mismos razonamientos anteriores, cabe ratificar la conclusión allí obtenida, aplicar la fórmula de cálculo de régimen especial para potencias superiores a 10 MW e iguales o inferiores a 50 MW.

Sin embargo, debido a que la prima se ha reducido para el año 2000, si se mantienen los precios calculados con la prima vigente para el 99 podría pensarse que se queda del lado de la inseguridad, al suponer un beneficio mayor que el real. La reducción en el precio de venta del kWh producido es siempre inferior al 5% tomando la prima vigente para el 2000.

No obstante, hay que tener en cuenta que en los precios obtenidos con la información disponible hasta mayo de 1999, se había permitido del complemento por energía reactiva, que puede incrementar el precio del kWh hasta un máximo del 4% (lo habitual, al tratarse de nuevas instalaciones sería este porcentaje). Por ello, si se considera la bonificación por reactiva, el porcentaje que representa e prácticamente equivalente a la disminución del precio de venta de la energía (4% frente a 5%), por lo que puede considerarse válida la aplicación de los precios inicialmente fijados.

### 3.2.2.3.5.2.3. Centrales de potencia superior a 50 MW

Puesto que estos saltos deben ofertar al operador del mercado y los precios medios aritméticos del mercado general, tanto para 24 horas (5,63 pts/kWh y 5,72 pts/kWh), como para las 16 horas más caras (6,22 pts/kWh y 6,29 pts/kWh), como para la media de los precios horarios máximos (7,19 pts/kWh y 7,2 pts/kWh), no sufren variación apreciable según se considera el período enero-mayo de 1999 o el año completo, siguen siendo válidos los precios inicialmente adoptados.

### 3.2.2.3.5.3. Conclusiones

El análisis de la información disponible correspondiente al período junio-diciembre de 1999, permite concluir que pueden mantenerse los valores adoptados inicialmente sin que los resultados se vean alterados.

El precio del kWh consumido en bombeos podría reducirse en un 6% aproximadamente, de acuerdo con la evolución del mercado de producción considerando todo el año 1999. En cambio, la retribución de la energía producida en nuevos saltos acogida al régimen especial (potencia igual o inferior a 50 MW) debería reducirse en un 5%, para potencias superiores a 10 MW e iguales o inferiores a 50 MW, de acuerdo con las disposiciones vigentes en el año 2000 (si bien no sería necesario teniendo en cuenta la bonificación por reactiva).

Teniendo en cuenta que la energía consumida es, en conjunto, notablemente superior a la generada, puede deducirse que manteniendo la valoración inicial (información del mercado sólo hasta mayo de 1999 y disposiciones legales vigentes en 1999) se queda del lado de la seguridad.

### **3.2.3. VALORACIÓN DE OTROS COSTES DE OPERACIÓN**

Además de los anteriores costes energéticos, pueden existir otros costes varios de operación, tales como alquileres que haya que pagar por el uso de instalaciones existentes o, sobre todo, los derivados de la utilización de centrales de bombeo en funcionamiento.

Son, en cualquier caso, unos costes unitarios vinculados al transporte (se expresan en pts/m<sup>3</sup>), en los que necesariamente hay que incurrir para poder transportar el agua desde origen a destino.

### **3.2.4. COSTES TOTALES DE OPERACIÓN**

Los costes totales de operación serán la suma de los costes energéticos y de los varios expresados anteriormente.

En el presente análisis, estos costes de operación totales se han representado en cada caso por el coeficiente energético total de la conducción o coeficiente de flujo (en kWh/m<sup>3</sup>) y por un “precio de la energía equivalente” (en pts/kWh), tal que multiplicado por el anterior coeficiente energético resulten los costes totales de operación (suma de los energéticos y de los anteriores varios).

Como puede verse, es un procedimiento que mantiene la analogía con el clásico coeficiente energético, pero permite incorporar otras componentes no estrictamente hidroeléctricas.

### **3.2.5. VALORACIÓN DE COSTES DE MANTENIMIENTO Y REPOSICIÓN**

#### **3.2.5.1. INTRODUCCIÓN**

En los costes de operación, mantenimiento, reposición y administración se han considerado los conceptos siguientes:

- a) Costes de la operación y explotación del sistema, excluidos los vinculados al consumo y/o producción energética
- b) Costes relativos a trabajos de conservación y mantenimiento
- c) Costes de reparación y reposición de instalaciones
- d) Gastos de administración y costes indirectos del organismo gestor

Los valores que habitualmente se adoptan para valorar dichos costes son el 0,75 % del valor de la inversión inicial para los trabajos de operación, reposición y mantenimiento (a, b, c) y el 0,15 % para costes indirectos y de administración (d).

En el presente trabajo, se ha elaborado un contraste de estos valores con datos obtenidos en explotaciones reales, a fin de poder cuantificar de un modo más certero los costes de operación, mantenimiento y reposición de las obras. Dicho contraste se ha basado en el “Estudio sobre costes de operación, mantenimiento y reposición en obras de regulación y canales de riego” realizado por el CEDEX en 1.997, en el que se estudiaron los valores reales de dichos costes en diversas zonas regables, tal y como se describe seguidamente.

### **3.2.5.2. METODOLOGÍA**

Para determinar los gastos reales de operación, mantenimiento y explotación, se han tomado como referencia los valores indicados en varias propuestas de tarifas de utilización de agua. Las cuencas consideradas son las del Tajo, Guadiana y Ebro, incluyendo también datos del acueducto Tajo-Segura y del Postravase Tajo-Segura. En total se han analizado los costes de funcionamiento de unas 26 zonas regables con una superficie regada de 630.000 hectáreas.

Los conceptos diferenciados en las propuestas de tarifas son los gastos de funcionamiento y conservación, los gastos de administración y la aportación al coste de las obras. Con el fin de poder identificar los conceptos buscados, se han realizado una serie de correcciones de los valores de partida. Por ejemplo los importes de aportación al coste de las obras se han revisado con el objetivo de considerar solamente aquella parte de los costes que corresponde a trabajos de funcionamiento y conservación.

En el caso del Acueducto Tajo-Segura y el Postravase Tajo-Segura no se disponen de datos que diferencien entre costes de funcionamiento y gastos de administración, por lo cual se excluyen los valores correspondientes a estos conceptos. Asimismo, en la cuenca del Guadiana no ha sido posible determinar los costes de funcionamiento correspondientes a las diferentes zonas regables, por lo cual sólo se indican los valores de la cuenca en su conjunto.

Los grupos de costes que se han diferenciado son los siguientes:

- Gastos de funcionamiento (operación, mantenimiento y reposición)
- Gastos de administración y costes indirectos

Por otra parte, la valoración de la inversión se basa en los datos recogidos del “Programa de modernización y mejora de zonas regables”, realizado por la Dirección General de Obras Hidráulicas (1992). En este informe se ofrecen dos procedimientos para determinar el valor de la inversión realizada en las diferentes zonas regables:

- una valoración de las obras del primer establecimiento, actualizadas según las fórmulas oficiales de revisión, y
- una valoración de la infraestructura existente tomando como referencia mediciones y precios unitarios.

Como en términos generales los valores obtenidos mediante los dos procedimientos coinciden, el presente análisis se ha realizado tomando como referencia los valores calculados a partir de mediciones. Todas las comparaciones se han realizado en pesetas del año 1997, actualizando los importes correspondientes a otros ejercicios mediante los coeficientes de inflación pertinentes.

### 3.2.5.3. RESULTADOS OBTENIDOS

La siguiente tabla recoge de forma resumida los resultados obtenidos en el estudio realizado. Todos los importes se indican en millones de pesetas (año 1997). Los porcentajes se refieren al cociente entre costes de funcionamiento y valor de la inversión.

Zona regable	Superficie regada (ha)	Inversión (MPta) (A)	Gastos de funcion. (MPta) (B)	Gastos de administr. (MPta) (C)	Gasto total (MPta) (D)	B/A	C/A	D/A
<i>Tajo</i>								
Riegos del Arrago	8 952	6 109	42	3	46	0,7%	0,1%	0,7%
Riegos del Alagón	33 830	29 916	329	37	366	1,1%	0,1%	1,2%
Riegos de Estremera	2 290	3 036	55	3	58	1,8%	0,1%	1,9%
R.Aranjuez (Az.Real Tajo)	7 075	7 260	83	11	95	1,1%	0,2%	1,3%
Riegos del Jarama	9 970	5 535	250	27	277	4,5%	0,5%	5,0%
Riegos del Henares	7 877	4 384	14	0	14	0,3%	0,0%	0,3%
Riegos del Tietar	13 754	10 266	138	11	149	1,3%	0,1%	1,5%
R. Alberche	9 996	7 200	109	7	116	1,5%	0,1%	1,6%
Riegos de Azután	480	267	2	0	2	0,9%	0,0%	0,9%
Riegos Castrejón M.D.	1 806	538	11	1	12	2,1%	0,2%	2,3%
Riegos Castrejón M.I.	3 586	2 180	22	0	22	1,0%	0,0%	1,0%
Subtotal Tajo	99 616	76 691	1 057	100	1 157	1,4%	0,1%	1,5%
<i>Guadiana</i>								
Gasset	996	1 613						
Peñarroya	7 842	5 037						
Torre Abraham	5 551	10 456						
Vicario	4 783	9 792						
Orellana	55 617	55 574						
Zújar	16 062	26 350						
Montijo-Lobón	42 701	30 398						
Proserpina, Cornalbo	146	0						
Chanza, Piedras	5 000	5 411						
Machos, Corumbel	917	0						
Subtotal Guadiana	139 615	144 630	1 528	447	1 975	1,1%	0,3%	1,4%
<i>Ebro</i>								
Alto Aragón	101 671	99 373	863	53	915	0,9%	0,1%	0,9%
Canal de Las Bardenas	65 472	61 957	238	20	258	0,4%	0,0%	0,4%
Canal de Aragón y Cataluña	98 402	38 378	489	43	533	1,3%	0,1%	1,4%
Canal Imperial de Aragón	26 402	8 983	276	29	305	3,1%	0,3%	3,4%
Canal de Lodosa	31 430	19 985	216	18	234	1,1%	0,1%	1,2%
Subtotal Ebro	323 377	228 675	2 082	164	2 246	0,9%	0,1%	1,0%
<i>ATS+Postrasvase</i>								
ATS		62 792			637			1,0%
Postrasvase		40 698			441			1,1%
Subtotal ATS+Postrasvase	67 000	103 490			1 078			1,0%
Total	629 608	661 188			6 455			1,0%
Total sin ATS/Postrasvase	562 608	449 995	4 667	711	5 377	1,0%	0,2%	1,2%

Tabla 17. Costes reales de funcionamiento en diversas zonas regables

A pesar de la lógica variación observada entre diferentes zonas regables, parece que hay una cierta congruencia entre los datos al nivel de cuencas hidrográficas. Los costes de operación y mantenimiento resultan ser del orden de 1,0% del valor de la inversión, cifra ligeramente superior al valor usual de referencia de 0,75%. Del mismo modo, los costes relativos a la gestión y a la administración se estiman en un 0,2%, también superiores al valor de partida de 0,15%. Por lo tanto, los costes de funcionamiento se valoran en el presente trabajo como un 1,2% del valor de la inversión, como puede verse en la tabla adjunta

Concepto	Valor de referencia	Valor propuesto
Costes de operación, mantenimiento y conservación	0,75 %	1,0 %
Gastos de administración y costes indirectos	0,25 %	0,2 %
Costes totales de funcionamiento	1,0 %	1,2 %

Tabla 18. Costes de funcionamiento. Valores adoptados

### 3.2.6. COSTES Y BENEFICIOS SECUNDARIOS

#### 3.2.6.1. COSTES POR AFECCIONES HIDROELÉCTRICAS

Cuando las transferencias derivan caudal aguas arriba de saltos existentes, la detracción puede suponer una pérdida de beneficio en estas instalaciones que supone un coste para el trasvase. Se trata aquí de valorar este perjuicio desde el punto de vista del productor afectado, lo que requiere estimar tanto la cuantía de la energía que se deja de producir, como un precio al que valorar el kWh perdido.

##### 3.2.6.1.1. Estimación de la energía de afección

En primer lugar, debe ponerse de manifiesto que es discutible que el volumen derivado aguas arriba de un salto pueda ser turbinado en todo caso y, en consecuencia, genere una pérdida económica. Por ejemplo, podría darse la circunstancia de que por falta de capacidad de regulación o de déficit de potencia instalada no toda la aportación pudiera turbinarse en todo momento. Igualmente, la energía producida depende de la cota de la lamina existente en el embalse, caso de ser una central no fluyente. Evaluar todos estos factores requeriría un análisis específico de las condiciones físicas y concesionales de cada salto, que supera el objetivo de este estudio.

Además, aunque el agua pudiese ser físicamente turbinada, ello no significa obligadamente que su derivación conlleve el derecho a indemnización económica, pues ello depende de las condiciones concesionales existentes en cada caso concreto.

Para obviar todas estas incertidumbres y quedar, en una primera aproximación, del lado de la seguridad, se adopta como energía producible por un m<sup>3</sup> de agua derivada el coeficiente energético (kWh/m<sup>3</sup>) establecido por UNESA para los saltos afectados con potencia instalada superior a 5 MW.<sup>8</sup> . Igualmente se ha estimado, a partir de las características de los saltos, un coeficiente energético para centrales de potencia instalada inferior o igual a 5 MW asociadas a infraestructuras con capacidad de regulación, es decir, a grandes presas. Únicamente se han considerado los saltos nacionales, puesto que la ejecución de las transferencias debe respetar el cumplimiento de los acuerdos sobre ríos transfronterizos y, por tanto, no inducirán afecciones no previstas en ellos sobre saltos extranjeros.

Las centrales de potencia inferior a 5 MW sin capacidad de regulación no es previsible que se vean afectadas por la detracción de caudales, puesto que serán normalmente fluyentes. En efecto, las derivaciones se efectúan habitualmente en tramos de río con caudales base significativos la mayor parte del año, que permiten la instalación de potencias superiores a 5 MW. Cabe suponer entonces que la limitación de la potencia obedeció en su momento no a razones hidrológicas sino a condicionantes económicos determinados por el régimen tarifario tan favorable al que podían acogerse las minicentrales, cuya potencia estaba limitada a 5 MW. En definitiva, estas centrales, caso de existir en los cauces afectados por las transferencias, previsiblemente, podrían turbinar una caudal muy inferior al base del río, por lo que no es razonable suponer que vayan a verse afectadas significativamente por el trasvase.

En los casos en que existan dos centrales que derivan del mismo embalse, bien a pie de presa o bien mediante una tubería forzada o canal varios km aguas abajo (casos de Talarn o Saucelle, por ejemplo), sólo se afectará a una de las dos centrales, ya que el volumen detraído para trasvase solo puede ser turbinado en una de ellas, no en las dos simultáneamente. Si las dos centrales tienen el mismo equivalente energético, esté será el que se adopte para calcular la cantidad de energía producible por un m<sup>3</sup>. Si los equivalentes son diferentes se considerará que la afección recae sobre el salto que tenga mayor salto asociado. Así se está del lado de la seguridad en el caso de que la detracción se produzca aguas abajo del embalse y únicamente se obligue a modificar el régimen de turbinación pero no el volumen turbinado, pues en principio, parece lógico pensar que la generación se realizaría con la central de mayor salto.

---

<sup>8</sup> Coeficientes energéticos tomados del documento “Evaluación energética de las detracciones de aguas superficiales para planes de regadíos oficiales” (UNESA, diciembre 1987), con alguna información adicional proporcionada directamente por UNESA en 1996 que actualiza la anterior. Se incluyen todas las centrales de UNESA con potencia superior a 5 MW.

### 3.2.6.1.2. Valoración de la energía de afección

Para la valoración económica del kWh que se deja de producir, caben varias posibilidades. La primera es adoptar el precio final horario medio del mercado de producción. Este precio puede ser el medio ponderado o el medio aritmético. El medio ponderado en 1998 fue de 5,81 pts/kWh, mientras que el aritmético fue de 5,56 pts/kWh. En el período enero-mayo de 1999, el medio ponderado del mercado general ha sido de 5,9 pts/kWh y el aritmético de 5,8 pts/kWh. (en el período equivalente de 1998 el medio aritmético fue de 5,42 pts/kWh).

Esta es la cifra que el hidroeléctrico debiera recibir si se admite que coincide con los beneficios que dejaría de percibir. Sin embargo, este precio incluye, además del beneficio empresarial, elementos variables del coste asociados directamente a la unidad de energía producida y, por tanto, evitables si no se produce. Por tanto, este precio debe tomarse como cota superior de esta opción, que puede adecuarse a las centrales fluyentes.

Una segunda opción deriva de las especiales circunstancias de las centrales hidroeléctricas, siendo esta tecnología la que fija los precios horarios máximos con relativa frecuencia. Esto es consecuencia de que, debido a su flexibilidad, puede ser utilizada para satisfacer la demanda aquellas horas en que ésta alcanza sus valores máximos. Los datos disponibles indican que en 1998, en primera aproximación, la media de los precios horarios finales máximos se situó en torno a las 8 pts/kWh mientras que en el período enero-mayo de 1999 lo hizo en 7,2 pts/kWh. Puesto que no es la energía hidráulica la que fija todos los días los precios horarios máximos, estos valores constituirían una cota superior de esta segunda opción, que es representativa de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, que son las que presentan mayores equivalentes energéticos habitualmente.

Se considera suficientemente conservador, a la vista de las consideraciones expuestas, adoptar un precio de 7 pts/kWh para valorar la energía que se deja de producir por derivaciones aguas arriba de saltos existentes. En esta cifra, dado el margen de seguridad existente, se considera incluido el porcentaje correspondiente a la moratoria nuclear, que representa el 3,54% del precio final del mercado de producción (art. 3.2 del RD 2821/1998 de 23 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999), puesto que este porcentaje es una compensación que recibe el productor dentro de cada kWh generado.

Existen casos en los que la derivación se realiza inmediatamente aguas abajo de un salto, de manera que no se deja de turbinar el volumen trasvasado, sino que únicamente se modifica el régimen de explotación, obligando a turbinar en el momento en que se bombea, que es, dentro de lo posible, el de menor coste de la energía. Por ello, el kWh afectado se “retribuye” en este caso a un precio menor que en el anterior, resultante de la diferencia entre la media de la banda superior de los precios de cada día (alrededor de 9,5 pts/kWh en 1998 y de 8,3 pts/kWh en el período enero-mayo de 1999) y las 7 pts antes establecidas. Por tanto, quedando nuevamente del lado de la seguridad, el precio sería de 2,5 pts/kWh.

Si se considera también la información del período junio-diciembre de 1999, parece que puede mantenerse la estimación inicial del precio del kWh de afección en 7 pts/kWh, debido a la prácticamente nula variación de las medias de los precios máximos. En efecto, la media de los precios horarios máximos diarios en el período enero-mayo de 1999 fue de 7,19 pts/kWh y considerando todo el año, de 7,2 pts/kWh. La media de los máximos horarios mensuales en el período enero-mayo 1999 es de 8,32 pts/kWh, mientras que considerando el año completo es de 8,71 pts/kWh.

En cuanto a la afección por modificación del régimen de turbinación exclusivamente, manteniendo 2,5 pts/kWh se queda muy del lado de la seguridad. Esto es debido a que la diferencia entre la media de los máximos horarios mensuales a lo largo de todo el año 1999 y el valor asignado al kWh afectado por detración de caudales es de 1,71 pts, inferior al de 1998.

En resumen, puede concluirse que manteniendo la valoración de la energía de afección ya calculada, y considerando la información de todo el año 1999, se queda muy del lado de la seguridad.

### **3.2.6.2. BENEFICIOS POR INCREMENTO DE PRODUCCIÓN EN APROVECHAMIENTOS EXISTENTES**

Los volúmenes trasvasados pueden ser objeto, a su vez, de aprovechamiento energético en las instalaciones existentes por las que discurran a lo largo de la cuenca receptora, aguas abajo de los puntos de suministro de la demanda, o bien a lo largo de tramos de ríos que formen parte, como conducciones naturales, de las transferencias planteadas.

El problema es el mismo que en el caso de la afecciones negativas por detracciones de caudal aguas arriba de saltos existentes, cuantificar el incremento de energía que puede producirse y determinar un precio a aplicar al kWh generado.

#### **3.2.6.2.1. Estimación del incremento de producción**

Cabe proponer que los criterios sean los mismos empleados para cuantificar y estimar los perjuicios causados por las detracciones. Nada hay que objetar, en principio, a emplear el mismo procedimiento (coeficiente energético -kWh/m<sup>3</sup>) para cuantificar la energía producible con ese incremento de aportación. Se han seguido los mismos criterios para determinarlos saltos que debían considerarse que en el caso de afecciones por detración de caudal.

#### **3.2.6.2.2. Valoración del incremento de producción**

En cuanto a la valoración del kWh, si se aplicara el mismo valor que en la afección originada por la detración de caudales, podría objetarse el hecho de que es un beneficio no buscado por el receptor, lo que aconseja aplicar un coeficiente reductor al precio adoptado finalmente para la afección negativa (incluso, en el caso extremo de que no desease recibirlos, el beneficio a computar sería nulo; igualmente, la potencia instalada en el salto podría no permitir aprovechar todo el caudal aportado o bien requerir una variación en el régimen de explotación para



conseguirlo, todo lo cual podría traducirse en un menor valor para el productor del kWh producido).

Por todo lo expuesto, se valora el kWh producible por el incremento de caudal en saltos existentes en 6 pts/kWh, una peseta inferior al valor estimado para las afecciones. Este valor es, además, muy próximo al precio medio aritmético horario final del mercado de producción en el período enero-mayo de 1999, que ascendió a 5,8 pts/kWh, y puede reflejar la aparente tendencia ascendente con relación al mismo período del año anterior, en que fue de 5,42 pts/kWh.

Si se tiene en cuenta la información del año 1999 completo, se considera adecuado mantener el valor de 6 pts/kWh, inferior a la energía de afección y del mismo orden que el precio medio aritmético del mercado de producción a lo largo de todo el año (5,7 pts/kWh).

### 3.2.6.3. OTROS COSTES. COSTES TOTALES DE DETRACCIÓN

Además de los costes energéticos expuestos, otros costes indirectos asociados a la explotación de las transferencias son los relacionados con posibles tratamientos de calidad del agua, o incluso otros costes asociados a reposiciones o afecciones sociales como consecuencia de las infraestructuras de toma (en el caso, p.e., de que se requiera la construcción de embalses en origen).

La tabla adjunta resume los valores obtenidos en otros epígrafes de este Plan Hidrológico, y ofrece las cuantías totales que se propone considerar en el análisis.

Origen	Afección energ.	Tratamiento en origen	Otras afecc. y costes sociales	TOTAL Coste detracción
Alto Duero	4.9	0	20	25
Bajo Duero	4.6	0	1	6
Jarama	4.3	25	0	30
Tajo en Toledo	4.3	20	0	25
Tajo en Azután	3.8	20	0	24
Tiétar	2.6	0	0	3
Bajo Ebro	0	0	1	1
Segre	4.8	0	0	5
Ródano	0	0	0	0

Tabla 19. Costes totales de detracción (pts/m<sup>3</sup>)

Ha de notarse que algunas de estas cuantías pueden verse modificadas en estudios de mayor detalle. Es el caso, por ejemplo, de las opciones del Duero y Tajo, que podrían tener costes adicionales de detracción por otras afecciones ahora no identificadas y superpuestas a los umbrales de flujo establecidos en el Convenio de Albufeira.

### 3.2.7. COSTES DE COMPENSACIÓN

Los fundamentos conceptuales de este coste ya han sido expuestos en sus correspondientes epígrafes anteriores.

Su valoración económica resulta muy compleja, pues requiere realizar una valoración monetaria de bienes naturales ambientales o territoriales, para la que no existen referencias de mercado directamente utilizables. Por ello, es necesario acudir

a procedimientos indirectos, para los que se han desarrollado distintas metodologías (valoración contingente, precios hedónicos, coste de viaje, etc), y cuyos resultados plantean algunas incertidumbres y problemas conceptuales que no pueden ser plenamente eliminados.

Por otra parte, la búsqueda de situaciones similares en las que se hayan realizado tales valoraciones ambientales, de forma que sea posible realizar una extrapolación o transferencia de beneficios ambientales, no ha arrojado resultados positivos y concluyentes, pese a ser un procedimiento empleado desde antiguo para estimar beneficios asociados a los proyectos hidráulicos, sobre todo de tipo recreativo.

Ante estas dificultades, y con objeto de dar un valor práctico indicativo, cabe adoptar la misma valoración de los costes de compensación territorial que actualmente se aplican al trasvase Tajo-Segura, que es la actuación más parecida a las que se plantean en este Plan Hidrológico Nacional. Tales costes alcanzan un valor actual del orden de 4 pts/m<sup>3</sup> trasvasado, por lo que, como referencia inicial, se propone fijar en 5 pts/m<sup>3</sup> el coste de compensación asociado a las nuevas posibles transferencias.

Si existiese, además, algún compromiso concreto de adquisición contractual de caudales en la zona de origen, como puede ser el caso del trasvase desde el Ródano, tal coste de compra debe asimismo incluirse en este concepto compensatorio. Por el momento, y a efectos comparativos, supondremos que el coste de compensación aplicable a este origen es el mismo que los demás.

### **3.3. OPTIMIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS**

Establecidos en secciones previas los fundamentos conceptuales del análisis económico, procede ahora aplicar estos conceptos al caso concreto de las transferencias intercuenas consideradas en este Plan Hidrológico Nacional.

Para ello se abordará, en primer lugar, la determinación de la red óptima de suministro o solución óptima de los posibles trasvases planteados. Tras ello, se analizará con detalle la estructura del coste de esta solución óptima propuesta, conforme a los conceptos teóricos enunciados en anteriores epígrafes.

Tras el estudio de costes, y con los mismos fundamentos conceptuales expuestos, se abordará el de beneficios asociados a las transferencias. Todo ello permitirá concluir una evaluación económica del proyecto, que arroje luz sobre su eficiencia económica y los órdenes de magnitud involucrados.

Hay que repetir una vez más que el objetivo de este análisis no es determinar con entera precisión el flujo de caja del proyecto y sus ratios económico-financieros resultantes. El objetivo es proporcionar una primera y encajada estimación de su racionalidad económica desde el punto de vista de los intereses nacionales.

### 3.3.1. LA RED DE TRANSFERENCIAS PLANTEADAS

Revisando los antecedentes y alternativas disponibles mostrados en Documentos específicos, y expresando toda la combinatoria de soluciones mediante un diagrama esquemático de flujos, se obtiene la representación simbólica mostrada en la figura, en la que se incluyen todas las fuentes identificadas y todos los destinos finalmente considerados. Esta representación es, matemáticamente, la de una red de flujo en la que hay fuentes, sumideros y elementos de transporte, todos ellos con costes asociados, y para la que se plantea un problema de optimización de flujo a coste mínimo.

La solución de este problema permite obtener la combinación óptima de orígenes de recursos y conducciones de transporte, entendiendo por tal combinación óptima aquella que consigue servir a todas las demandas de la red sus cantidades requeridas, con un coste total global mínimo. En definitiva, permite obtener la solución de trasvase (orígenes del agua y conducciones de transporte) óptima, de entre todas las infinitas combinaciones posibles.

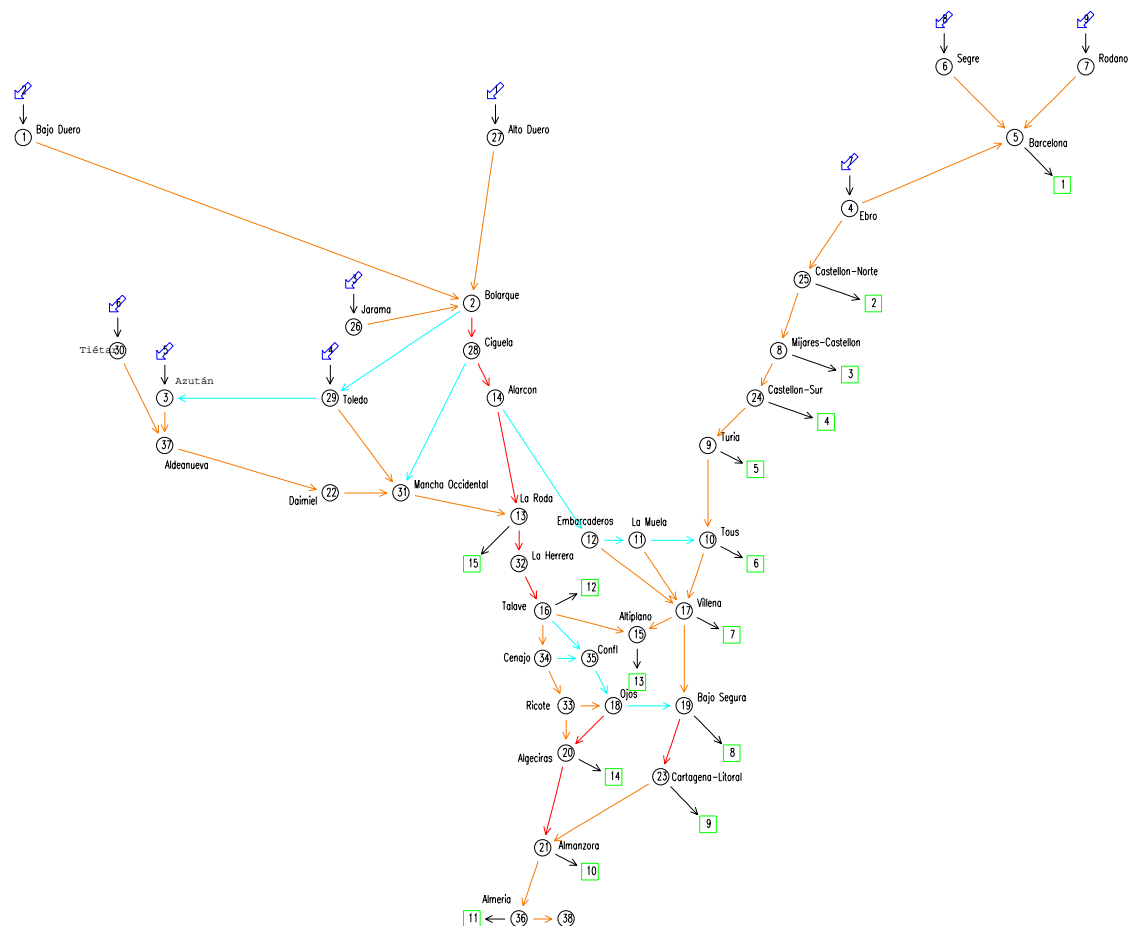


Figura 23. Red de flujo de las posibles transferencias consideradas

Nótese que esta representación conceptual –este modelo– permite sintetizar y abstraer las diferentes posibilidades de solución al problema de decisión de los trasvases óptimos mediante un mecanismo formal, matemático, que incorpora la información económica pertinente para la optimización, y resuelve el problema sin tanteos estimativos, de forma directa y rigurosa.

Desarrollando este modelo conceptual, un *origen* o *fuentes de recursos* es un nudo de la red (representado por una flecha gruesa azul) en el que se puede producir un aporte de agua. Cada fuente se caracteriza por una cuantía máxima derivable (obtenida en los análisis hidrológicos de los sistemas hidráulicos identificados como posibles cedentes) y un coste unitario asociado a la posible derivación. Este coste es el correspondiente a posibles afecciones (como la pérdida de producción en centrales hidroeléctricas existentes aguas abajo), a eventuales tratamientos requeridos por el agua en su toma, a costes ambientales de la detracción, o a posibles compensaciones económicas a las zonas de origen.. Asimismo, una *demanda* o *sumidero* es un nudo de la red (representado por un cuadrado verde) en el que hay un consumo de agua que satisfacer. Cada demanda se caracteriza por su cuantía requerida (ahora no máxima, como en las fuentes, sino fija y obligada), un coste unitario asociado al aporte de recursos en ese punto (usualmente beneficio por posibles turbinaciones complementarias aguas abajo de la entrega), y un coste total asociado a la distribución de caudales tras la entrega en este punto (como se indicó, sería el concepto de coste asociado requerido para, una vez materializada la entrega, poder emplear el agua para los usos previstos en la zona receptora).

Por último, un *tramo* es una conducción entre nudos (representada por una flecha) que permite el transporte de agua entre ellos. Los tramos pueden ser naturales (tramos fluviales representados con flechas azules), o artificiales (flechas rojas si son ya existentes, como el ATS, o naranjas si son no existentes y de hipotética nueva realización). Cada tramo ha sido previamente analizado, optimizado y definido en los documentos de Antecedentes y Análisis de transferencias, y puede constar de numerosos elementos constructivos (acueductos, túneles, sifones, impulsiones, centrales, tuberías, etc.), tal y como se indica en los referidos documentos y en el Anejo de Costes Básicos de este análisis económico de las transferencias. Cada tramo se caracteriza por un coeficiente de dimensionamiento (ratio entre el caudal punta máximo circulante y el medio anual, deducido en los análisis de los sistemas de explotación), un coeficiente de flujo o coste fijo unitario por el paso de caudales (que incluye el coste energético final balanceando bombeos y turbinaciones, más posibles costes singulares de alquileres a terceros, etc.), un caudal circulante actual (en el caso de que sea una conducción ya existente), y una función no lineal de coste que muestra, para cada posible caudal de diseño de todo el tramo, el coste de ejecución resultante del conjunto de infraestructuras que integran el tramo, y que permitirían la circulación de este caudal de diseño.

Nótese que esta no linealidad de los costes es la dificultad básica del problema. Si los costes fuesen lineales –o al menos convexos- el problema sería relativamente sencillo al existir numerosos y depurados algoritmos de flujo en redes que lo podrían resolver de forma directa. Puede afirmarse que así como la técnica de resolución de redes lineales está muy desarrollada y ha alcanzado ya la madurez, la resolución de redes no lineales se encuentra aún en su primera infancia.

En el Anejo de costes básicos se describen las distintas componentes de coste enunciadas, y se obtienen sus valores para cada elemento específico, con lo que puede construirse un fichero de especificaciones de la red, tal y como el mostrado en

la tabla adjunta. Este es el fichero de datos de la red que lee directamente el algoritmo de optimización.

Nudo	NombreAportacion	NT	ApMax	CDetr	CComp	NT	DemAn	BAfec	VMxBAfec	CDist	qu(m3/s)	//	cqu (Mpts)								
NA01	'AP.Alto Duero'	27	57.	20.0	5.0																
NA02	'AP.Bajo Duero'	1	785.	5.0	5.0																
NA03	'AP.Jarama'	26	300.	27.0	5.0																
NA04	'AP.Toledo'	29	200.	25.0	5.0																
NA05	'AP.Azutan'	3	300.	24.0	5.0																
NA06	'AP.Tietar'	30	200.	3.0	5.0																
NA07	'AP.Ebro'	4	1200.	1.0	5.0																
NA08	'AP.Segre'	6	250.	5.0	5.0																
NA09	'AP.Rodano'	7	1200.	0.0	5.0																
ND01	'DT.Barcelona'	5	189.	0.0																	
ND02	'DT.Castellon-Norte'	25	21.	0.0																	
ND03	'DT.Mijares-Castellon'	8	42.	0.0																	
ND04	'DT.Castellon-Sur'	24	21.	0.0																	
ND05	'DT.Turia'	9	0.	0.0																	
ND06	'DT.Tous'	10	63.	0.0																	
ND07	'DT.Vinalopo-Marinas'	17	168.	0.0																	
ND08	'DT.Bajo Segura'	19	341.	0.0																	
ND09	'DT.Cartag.-Litoral'	23	53.	0.0																	
ND10	'DT.Almanzora'	21	32.	0.0																	
ND11	'DT.Almeria'	40	79.	0.0																	
ND12	'DT.Alto Segura'	16	0.	-5																	
ND13	'DT.Altiplano'	15	42.	0.0																	
ND14	'DT.Guadalentin'	20	0.	0.0																	
ND15	'DT.Albacete'	13	0.	0.0																	
1	'CL01 Bol-Cig'	NT02	NT28	1.8	5.8	26.0					0.0	33.0	35.0	40.0	45.0	55.0	65.0				
2	'CL02 Tol-MOc'	NT29	NT31	6.0	9.2	0.0					0.0	2.5	5.5	7.5	10.0	20.0	35.0				
3	'CL03 Cig-Ala'	NT28	NT14	1.8	-1.2	26.0					0.0	26032.	40183.	43920.	66847.	101361.	133478.				
4	'CL04 Ala-Emb'	NT14	NT12	1.0	-2.6	0.0					0.0	0.	8079.	8373.	12227.	21426.	25318.				
5	'CL05 Emb-Mue'	NT12	NT11	1.0	0.0	0.0					0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	35.0	70.0				
6	'CL06 Mue-Tou'	NT11	NT10	1.0	-1.2	0.0					0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	35.0	70.0				
7	'CL07 Vil-Bse'	NT17	NT19	1.8	-8.0	0.0					0.0	0.	0.	0.	0.	0.	1.				
8	'CL08 Tal-Cen'	NT16	NT38	1.8	-2.3	0.0					0.0	5.0	10.0	20.0	25.0	30.0	35.0				
9	'CL09 Cen-Ric'	NT38	NT37	1.8	0.0	0.0					0.0	6801.	9616.	14388.	16440.	18300.	20027.				
10	'CL10 Ric-Alg'	NT37	NT20	1.8	0.0	0.0					0.0	5.0	10.0	20.0	25.0	30.0	35.0				
11	'CL11 Ojo-Bse'	NT18	NT19	1.0	0.0	0.0					0.0	5.0	10.0	25.0	35.0	45.0	50.0				
12	'CR ADu-Bol'	NT27	NT02	1.8	1.0	0.0					0.0	0.	0.	0.	0.	0.	1.				
13	'CR Ala-LaR'	NT14	NT13	1.8	-2.0	23.0					0.0	6.0	12.0	18.0	24.0	30.0	35.0				
14	'CR Ald-Dai'	NT41	NT22	1.8	10.0	0.0					0.0	44628.	63659.	82030.	99915.	117029.	130306.				
15	'CR Alg-Amz'	NT20	NT21	1.8	3.0	10.0					0.0	10.0	12.0	15.0	20.0	30.0	45.0				
16	'CR Amz-Alm'	NT21	NT40	1.8	0.0	0.0					0.0	0.	4715.	31661.	38457.	50109.	64390.				
17	'CR Azu-Ald'	NT03	NT41	4.1	0.8	0.0					0.0	5.0	10.0	12.5	15.0	17.5	35.0				
18	'CR BDU-Bol'	NT01	NT02	2.0	12.0	0.0					0.0	519.	906.	1099.	1292.	1484.	2804.				
19	'CR BSe-CLi'	NT19	NT23	1.8	0.0	20.0					0.0	6.0	12.0	18.0	24.0	30.0	35.0				
20	'CR Bol-Tol'	NT02	NT29	1.0	-9	0.0					0.0	127155.	177050.	227075.	274020.	317478.	351556.				
21	'CR CLi-Amz'	NT23	NT21	1.8	4.0	0.0					0.0	0.	7032.	7510.	9802.	11333.	12536.				
22	'CR CNo-Mij'	NT25	NT08	1.8	2.8	0.0					0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	35.0	70.0				
23	'CR CSu-Tur'	NT24	NT09	1.8	0.0	0.0					0.0	0.	0.	0.	0.	0.	1.				
24	'CR Cen-Cfl'	NT38	NT39	1.0	0.0	0.0					0.0	5.0	10.0	15.0	20.0	30.0	35.0				
25	'CR Cfl-Ojo'	NT39	NT18	1.0	-6	0.0					0.0	28857.	43201.	57428.	71298.	98057.	110780.				
26	'CR Cig-MOc'	NT28	NT31	1.0	0.0	0.0					0.0	5.0	10.0	25.0	35.0	45.0	50.0				
27	'CR Dai-MOc'	NT22	NT31	1.8	0.8	0.0					0.0	19001.	28076.	52635.	66772.	79151.	84640.				
28	'CR Ebr-Bar'	NT04	NT05	1.8	6.8	0.0					0.0	5.0	10.0	25.0	35.0	45.0	50.0				
29	'CR Ebr-CNo'	NT04	NT25	1.8	5.2	0.0					0.0	16061.	22005.	39511.	50086.	59032.	62682.				
											0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	35.0	70.0				
											0.0	0.	0.	0.	0.	0.	0.				
											0.0	2.5	5.0	7.5	10.0	20.0	35.0				
											0.0	7244.	8393.	9449.	10490.	14704.	20279.				
											0.0	5.0	10.0	15.0	20.0	25.0	35.0				
											0.0	48571.	68326.	88201.	107732.	126911.	162615.				
											0.0	5.0	10.0	25.0	35.0	45.0	50.0				
											0.0	23579.	32012.	58629.	75053.	88920.	94494.				

30	'CR Emb-Vil'	NT12	NT17	1.8	6.4	0.0	0.0	5.0	10.0	20.0	25.0	30.0	35.0
							0.0	25577.0	38270.0	62025.0	72809.0	82646.0	91354.0
31	'CR Final'	NT40	NT42	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	3.0	7.0	10.0	35.0
							0.0	0.0	999999.0	999999.0	999999.0	999999.0	999999.0
32	'CR Jar-Bol'	NT26	NT02	2.8	6.0	0.0	0.0	2.5	5.0	7.5	10.0	20.0	35.0
							0.0	16714.0	19960.0	23047.0	26092.0	38308.0	54584.0
33	'CR LaH-Tal'	NT33	NT16	1.8	-2.5	26.0	0.0	10.0	34.0	35.0	45.0	55.0	65.0
							0.0	0.0	0.0	55383.0	64346.0	73389.0	83072.0
34	'CR LaR-LaH'	NT13	NT33	1.8	0.0	26.0	0.0	10.0	33.0	35.0	37.0	55.0	65.0
							0.0	0.0	0.0	3343.0	3427.0	4205.0	4528.0
35	'CR MOC-LaR'	NT31	NT13	1.8	4.4	0.0	0.0	2.5	5.0	7.5	10.0	20.0	35.0
							0.0	20094.0	23990.0	27638.0	31261.0	46048.0	66600.0
36	'CR Mij-CSu'	NT08	NT24	1.8	0.0	0.0	0.0	5.0	10.0	25.0	35.0	45.0	50.0
							0.0	7389.0	10469.0	19278.0	24508.0	28973.0	30842.0
37	'CR Mue-Vil'	NT11	NT17	1.8	14.0	0.0	0.0	5.0	10.0	15.0	20.0	25.0	35.0
							0.0	39336.0	44821.0	53722.0	62269.0	70495.0	85663.0
38	'CR Ojo-Alg'	NT18	NT20	1.8	3.5	10.0	0.0	10.0	12.0	15.0	24.0	25.0	45.0
							0.0	0.0	2947.0	5060.0	8569.0	21530.0	36626.0
39	'CR Ric-Ojo'	NT37	NT18	1.8	-5.0	0.0	0.0	5.0	10.0	20.0	25.0	30.0	35.0
							0.0	2101.0	4219.0	7893.0	9632.0	11300.0	12906.0
40	'CR Rod-Bar'	NT07	NT05	1.2	8.0	0.0	0.0	5.0	7.5	10.0	15.0	25.0	35.0
							0.0	90541.0	126232.0	169776.0	234917.0	346166.0	483516.0
41	'CR Seg-Bar'	NT06	NT05	1.8	-1.0	0.0	0.0	5.0	10.0	15.0	20.0	25.0	35.0
							0.0	35923.0	51696.0	66619.0	80686.0	93965.0	117846.0
42	'CR Tal-Alt'	NT16	NT15	1.8	4.8	0.0	0.0	2.0	5.0	8.0	15.0	25.0	35.0
							0.0	13413.0	20260.0	27000.0	42715.0	65456.0	88692.0
43	'CR Tal-Cfl'	NT16	NT39	1.0	-.5	0.0	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	35.0	70.0
							0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
44	'CR Tie-Ald'	NT30	NT41	3.0	1.1	0.0	0.0	5.0	10.0	12.5	15.0	17.5	35.0
							0.0	12272.0	15113.0	16629.0	18177.0	19620.0	29509.0
45	'CR Tol-Azu'	NT29	NT03	1.0	-.4	0.0	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	35.0	70.0
							0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
46	'CR Tou-Vil'	NT10	NT17	1.8	11.0	0.0	0.0	5.0	10.0	25.0	35.0	45.0	50.0
							0.0	27003.0	40842.0	77450.0	97599.0	114238.0	121159.0
47	'CR Tur-Tou'	NT09	NT10	1.8	0.0	0.0	0.0	5.0	10.0	25.0	35.0	45.0	50.0
							0.0	17038.0	22958.0	40048.0	50198.0	58779.0	62301.0
48	'CR Vil-Alt'	NT17	NT15	1.8	4.6	0.0	0.0	2.0	5.0	8.0	15.0	25.0	35.0
							0.0	8743.0	11876.0	14980.0	22158.0	32373.0	42635.0

Tabla 20. Fichero de especificaciones de la red de flujo

Además de estas especificaciones singulares de la red de flujo, y de forma global para todo el análisis, cabe definir unos costes anuales de mantenimiento, explotación –excluida la energía- y administración, expresados como porcentaje de los costes de ejecución de las obras, así como el conjunto de parámetros básicos del análisis económico integrado por un coeficiente de no repercusión de las obras a tarifa –que permite introducir subvenciones parciales a las obras-, la tasa de descuento y periodo de análisis deseado, y un porcentaje indicativo del valor residual de las instalaciones al final del periodo útil. Para todos estos parámetros se adoptan, en principio, los valores propuestos en los epígrafes conceptuales anteriores.

Este conjunto de información –especificaciones de la red y parámetros económicos- constituye la totalidad de datos requeridos para la optimización de la red de transferencias, y, una vez optimizada, para el análisis económico de los costes resultantes para la solución óptima obtenida.

La optimización matemática se lleva a cabo mediante un complejo programa de cálculo de redes no lineales, desarrollado específicamente para este Plan Hidrológico, cuya concepción, diseño, estructura algorítmica y codificación no procede exponer aquí y, en consecuencia, se omiten. El carácter no lineal del problema y los algoritmos empleados hacen que las soluciones obtenidas puedan tener pequeños errores de aproximación y redondeos. Se ha comprobado que el efecto práctico de estas perturbaciones numéricas sobre los resultados finales es, en todo caso, despreciable.

Los resultados de la optimización son los descritos seguidamente.

### 3.3.2. FLUJO ÓPTIMO. SOLUCIONES PROPUESTAS

Como se comprobó al analizar los antecedentes históricos y los distintos sistemas de explotación, existen dos grandes familias de soluciones al problema de transferencias intercuenas, que son, simplifadamente, las originadas en el Duero o Tajo (solución interior), y las originadas en el Ebro (solución litoral o costera). Ambas tipologías pueden dar lugar a distintas agregaciones conceptuales de las demandas hídricas, tal y como se puso de manifiesto en el estudio del Júcar y el Segura.

A su vez, la solución interior admite dos variantes, consistentes en permitir que se tome del Ebro todo lo que se desee, o limitar la toma del Ebro al mínimo topológicamente obligado (área de Castellón), de forma que se capte el máximo posible desde el Duero o Tajo. Denominaremos a estas opciones Intermedia e Interior respectivamente, queriendo indicar que la solución Intermedia admite combinaciones completamente libres de flujo Litoral e Interior, según la optimización económica, mientras la solución Interior se centra en desarrollar la línea Duero-Tajo, optimizando esa línea mientras reduce el Ebro al mínimo imprescindible.

El primer análisis que procede desarrollar es, pues, el cálculo de los tres tipos de soluciones de forma que se realice un primer filtrado de tipos óptimos.

Los resultados obtenidos muestran que el coste del agua es de 52 pts/m<sup>3</sup> en el caso de flujo litoral (anualidad de 54'8 miles de Mpts), de 66 pts/m<sup>3</sup> en el caso de circulación intermedia (anualidad de 69'3 miles de Mpts), y de 69 pts/m<sup>3</sup> en el caso de circulación interior (anualidad de 72'4 miles de Mpts).

Como se observa, resulta mejor solución la circulación litoral, con origen en el Ebro. Además, se constata que la solución intermedia no elude la necesidad de derivación desde este río al mínimo obligado, pues se mantiene un flujo desde el bajo Ebro de 458 hm<sup>3</sup>/año, lo que supone que todas las demandas topológicamente dominadas por esta fuente siguen surtiéndose de ella a pesar de activarse preferentemente la otra dirección de flujo. La alimentación óptima al área de Barcelona se produce siempre desde el ámbito del Ebro (189 hm<sup>3</sup>/año).

Ante este comportamiento, la elección adecuada es la del esquema único de circulación litoral, con origen en ámbito del Ebro, y servicio hasta el poniente almeriense, en la cuenca del Sur.

Con esta solución de flujo óptimo –imputación de demandas agregadas-, pueden estudiarse los resultados económicos del coste de transferencias, tal y como se muestra en el siguiente epígrafe.

### 3.4. RESULTADOS OBTENIDOS

Como se ha indicado, la solución óptima es aquella que toma aguas desde el bajo Ebro hacia el sur (Júcar, Segura y Sur), y desde el ámbito del Ebro hacia las Cuencas Internas de Cataluña.

Esta opción tiene un coste anual total de 54854 Mpts, e implica un precio medio total del agua de 52 pts/m<sup>3</sup> (reducible, como se vió, hasta un mínimo de 24 pts/m<sup>3</sup> con

subvención del 100%). La estructura de este coste, completamente detallada, es la ofrecida en la tabla adjunta, mostrada tal y como se genera por el programa de optimización económica.

En ella, la primera columna es indicativa de la conducción considerada, siendo las 9 primeras filas las 9 fuentes identificadas, las 15 siguientes las 15 demandas servidas, y las 48 siguientes, los 48 tramos de que consta la red de flujo. Las variables mostradas son:

$vc$  = volumen anual que circula por la conducción ( $hm^3/año$ )

$qeq$  = caudal equivalente a este volumen ( $m^3/s$ )

$qcd$  = caudal de diseño, que es el equivalente afectado por los coeficientes de dimensionamiento ( $m^3/s$ )

$ccon$  = coste de construcción del tramo (Mpts)

$crep$  = coste repercutible, o fracción del coste que se repercute a la tarifa del agua (Mpts)

$camort$  = anualidad de amortización requerida para recuperar totalmente el coste repercutible en las condiciones estándar del 4% de descuento, 50 años de amortización, y valor residual nulo (Mpts/año)

$tc$  = componente c de la tarifa, debida a los gastos de amortización de las obras ( $pts/m^3$ )

$tam$  = componente a de la tarifa, debida a mantenimientos y reposiciones ( $pts/m^3$ )

$tb$  = componente b de la tarifa, debida a gastos de administración ( $pts/m^3$ )

$tae$  = componente a de la tarifa debida a consumos de energía ( $pts/m^3$ )

$tord$  = tarifa ordinaria total ( $pts/m^3$ )

$tafec$  = tarifa de afecciones ( $pts/m^3$ )

$tcom$  = tarifa de compensación ( $pts/m^3$ )

$tbafe$  = tarifa de beneficios por afección positiva ( $pts/m^3$ )

$ttot$  = tarifa total del agua trasvasada ( $pts/m^3$ )

$ctot$  = pago total anual por el flujo en el tramo (Mpts/año)

La última fila ofrece los totales de coste y de anualidades correspondientes a los distintos conceptos considerados.



ic	vc	qeq	qdl	ccon	crep	camort	tc	tam	tb	tae	tord	tafec	tcom	tbafe	ttot	ctot
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	861	27.3	27.3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	0	6	5167
8	189	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	10	1885
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	189	6	6	1000	1000	47	0.25	0.05	0.01	0	0.31	0	0	0	0.31	59
2	21	0.7	0.7	1000	1000	47	2.22	0.48	0.1	0	2.79	0	0	0	2.79	59
3	42	1.3	1.3	1000	1000	47	1.11	0.24	0.05	0	1.39	0	0	0	1.39	59
4	21	0.7	0.7	1000	1000	47	2.22	0.48	0.1	0	2.79	0	0	0	2.79	59
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	63	2	2	1000	1000	47	0.74	0.16	0.03	0	0.93	0	0	0	0.93	59
7	168	5.3	5.3	1000	1000	47	0.28	0.06	0.01	0	0.35	0	0	0	0.35	59
8	341	10.8	10.8	1000	1000	47	0.14	0.03	0.01	0	0.17	0	0	0	0.17	59
9	53	1.7	1.7	1000	1000	47	0.88	0.19	0.04	0	1.1	0	0	0	1.1	59
10	32	1	1	1000	1000	47	1.45	0.31	0.06	0	1.83	0	0	0	1.83	59
11	79	2.5	2.5	1000	1000	47	0.59	0.13	0.03	0	0.74	0	0	0	0.74	59
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	42	1.3	1.3	10000	10000	466	11.08	2.38	0.48	0	13.94	0	0	0	13.94	586
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	504	16	28.8	56448	56448	2628	5.21	1.12	0.22	-7.99	-1.43	0	0	0	-1.43	-727
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	79	2.5	4.5	17458	17458	813	10.29	2.21	0.44	0	12.94	0	0	0	12.94	1022
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	163	5.2	29.3	8497	8497	396	2.43	0.52	0.1	0	3.05	0	0	0	3.05	498
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	110	3.5	6.3	32537	32537	1515	13.76	2.96	0.59	4	21.31	0	0	0	21.31	2345
22	840	26.6	47.9	82377	82377	3835	4.57	0.98	0.2	2.8	8.54	0	0	0	8.54	7175
23	777	24.6	44.3	58444	58444	2721	3.5	0.75	0.15	0	4.4	0	0	0	4.4	3422
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	861	27.3	49.1	93532	93532	4354	5.06	1.09	0.22	5.2	11.56	0	0	0	11.56	9953
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	798	25.3	45.5	29175	29175	1358	1.7	0.37	0.07	0	2.14	0	0	0	2.14	1708
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	189	6	10.8	53966	53966	2512	13.33	2.86	0.57	-0.99	15.76	0	0	0	15.76	2971
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	714	22.6	40.7	107161	107161	4988	6.99	1.5	0.3	11	19.79	0	0	0	19.79	14127
47	777	24.6	44.3	58215	58215	2710	3.49	0.75	0.15	0	4.39	0	0	0	4.39	3409
48	42	1.3	2.4	9147	9147	426	10.18	2.19	0.44	4.6	17.41	0	0	0	17.41	728
				626958	626958	29185	29185	6270	1254	11093	47801	1804	5249	0	54854	54854

Tabla 21. Estructura de costes de la circulación óptima

Como puede verse, el coste total de ejecución de la infraestructura de transferencia es de unos 0'627 billones de pesetas, lo que supone una anualidad total de 54854 Mpts/año, de los que 29185 corresponden a amortización de las obras, y los 25669 restantes a los costes anuales de explotación, administración y mantenimiento. El valor actual de todos los costes asciende a 1'154 Mpts.

Asimismo, puede verse que de los 25669 Mpts de coste total anual (explotación, administración y mantenimiento), 11093 Mpts/año corresponden a coste energético (consumo anual de 15316 Mpts y producción anual de 4223 Mpts), 7524 Mpts/año corresponden a costes de mantenimiento y administración, 1804 Mpts/año corresponden a afecciones, y 5249 Mpts/año corresponden a compensaciones.

Tal y como se indicó en el la exposición conceptual, para la evaluación económica los costes no deben incluir los impuestos, ya que estos retornan al tesoro público y no generan un coste neto. En consecuencia, para un coste de ejecución sin IVA de 540481 Mpts se obtiene una anualidad de amortización de las obras de 25160 Mpts/año, resultando una anualidad global equivalente, en términos de evaluación económica, de 50829 Mpts/año, sin considerar otros impuestos que gravan los costes anuales de operación (como los eléctricos), y de los que se prescinde en este primer cálculo.

La figura adjunta muestra gráficamente la corriente temporal (flujo de caja) de los distintos costes enunciados.

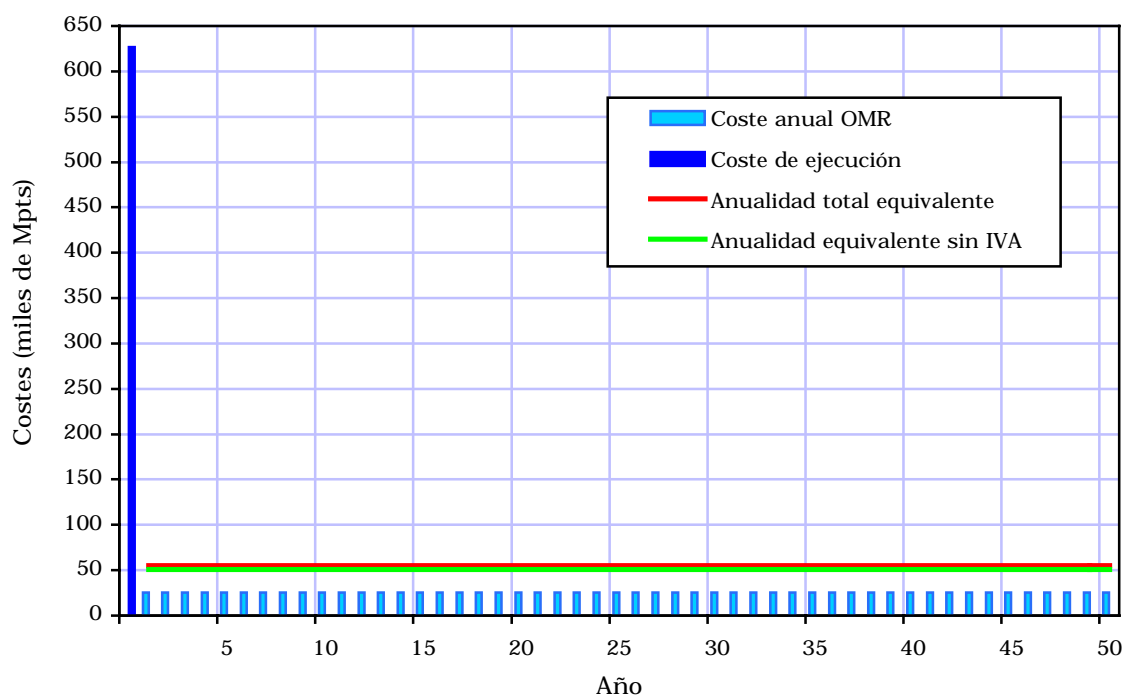


Figura 24. Flujo de caja de los costes resultantes para la circulación óptima

Una verificación complementaria sería la de comprobar el efecto sobre las anualidades y precios resultantes de una distribución temporal más ajustada, en la que se tenga en cuenta el periodo plurianual de ejecución de las obras.

En el supuesto de una ejecución programada a 7 años, con ritmos porcentuales estimativos del 3,5,10,22,30,20,10 %, el flujo de caja es el mostrado en la figura.

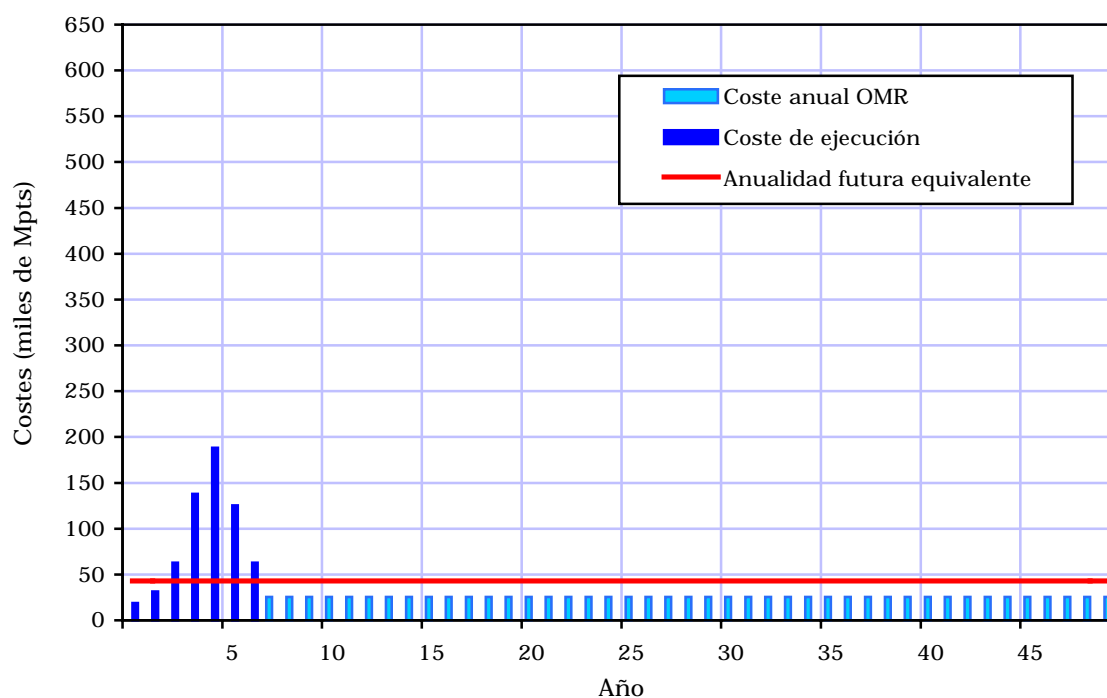


Figura 25. Flujo de caja de los costes resultantes para la circulación óptima con ejecución plurianual

Bajo este supuesto, el coste total anual actualizado a origen sería de 0'919 billones de pts, equivalentes a una anualidad de 42796 Mpts. Las diferencias con el supuesto básico de cálculo son del orden del 20%, por lo que cabe aceptar, de forma conservadora y reteniendo los órdenes de magnitud señalados, este supuesto básico. Consideraciones más detalladas como el efecto de intereses intercalares o de la puesta en marcha progresiva de las obras, no son necesarias ahora, a los efectos de este Plan Hidrológico.

Debe recordarse que, como se ha expuesto reiteradamente, el precio real final del agua trasvasada dependerá de diversos factores no predeterminables en estos momentos, tales como la cuota de subvención que se estime oportuno aplicar con cargo a fondos propios o comunitarios, la participación de las Comunidades Autónomas, la asignación de costes, la forma jurídica y organizativa de desarrollo del proyecto, el modelo financiero empleado, etc. Todo ello deberá estudiarse, en su caso, en fases posteriores, limitándonos por el momento a ofrecer unas primeras estimaciones de costes medios, y a obtener datos encajados para verificar la racionalidad o irracionalidad económica del trasvase propuesto.

### 3.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Además de estas cifras medias, se ha realizado un análisis de sensibilidad de los resultados obtenidos frente a variaciones de los parámetros económicos básicos. Así, la figura adjunta muestra la variación de los precios medios del agua trasvasada en función de la tasa de descuento y el periodo de amortización que se aplique.

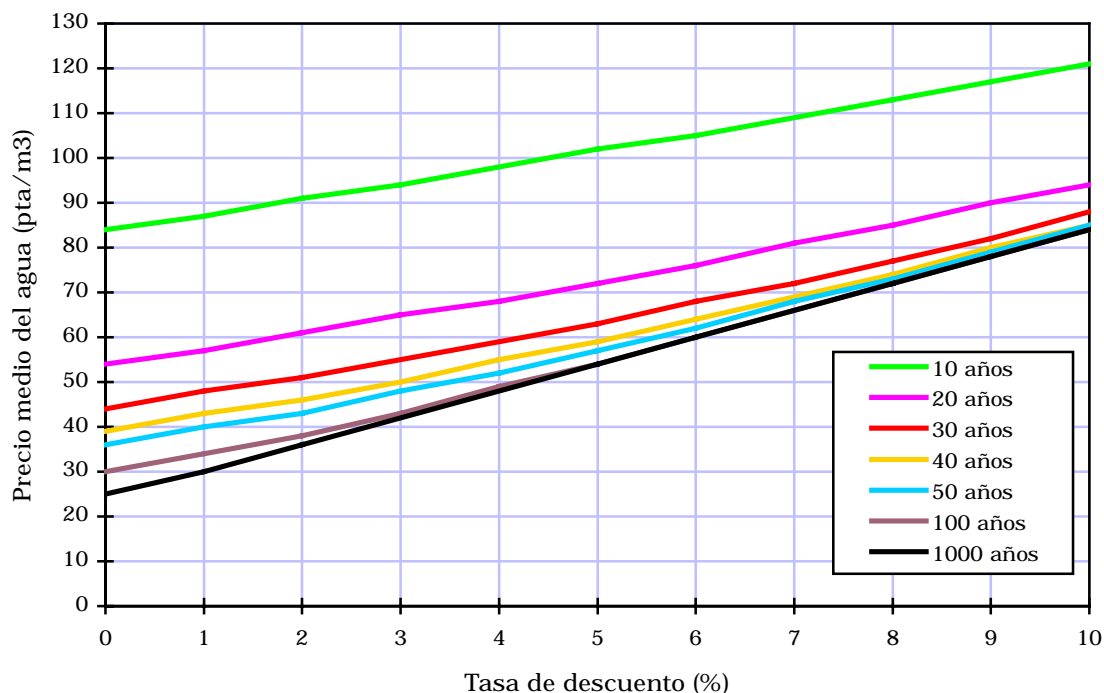


Figura 26. Precios medios del agua trasvasada según tasa de descuento y periodo de amortización empleado

Como puede verse, el periodo de amortización elegido no tiene una influencia muy grande en el precio del agua, salvo que se empleen periodos muy reducidos, inferiores a unos 20 años. Para periodos muy largos apenas hay diferencias en el precio del agua, confundiéndose con el valor asintótico de periodo infinito, en el que se produce una situación de reintegro permanente de intereses sin devolución de capital (como si se tratase de un alquiler de las obras e instalaciones).

El precio obtenido sí resulta ser sensible a la tasa de descuento, aunque con variaciones moderadas, del orden del 20% para 2 puntos de diferencia.

Otra verificación de interés es la de la sensibilidad del precio del agua frente a cambios en los costes de construcción de las obras o de la energía necesaria para la circulación de caudales. Ambos efectos pueden expresarse respectivamente, de forma muy encajada, mediante los coeficientes de coste y de flujo, cuya influencia sobre el precio final puede verse en la figura adjunta.

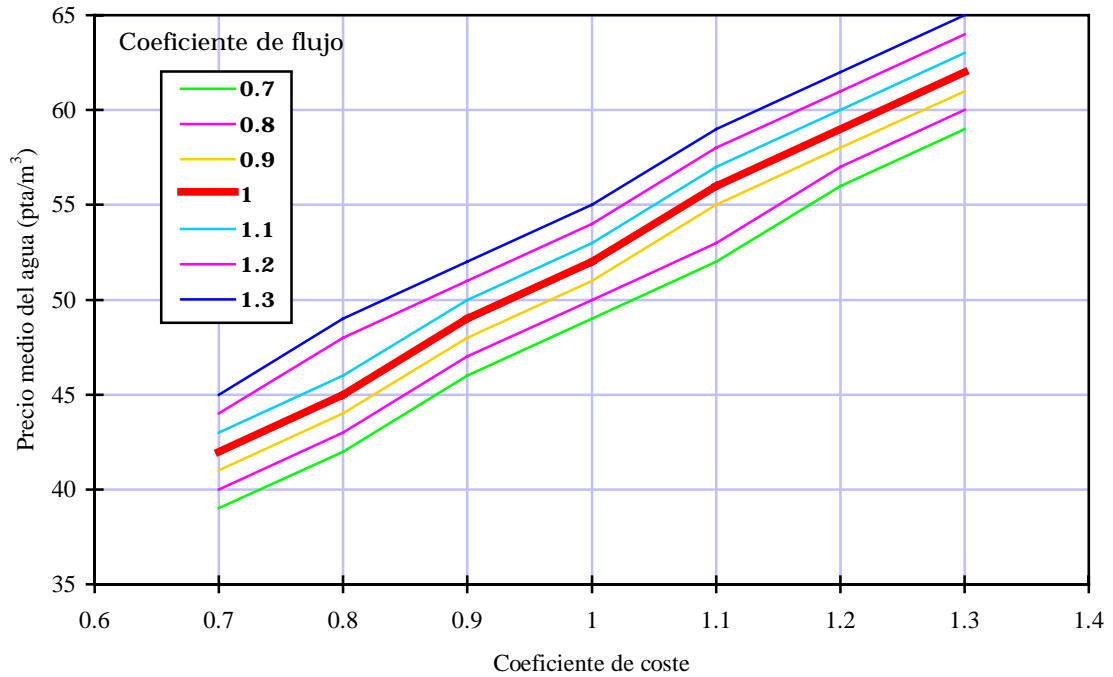


Figura 27. Precios medios del agua trasvasada según coeficientes de flujo y de coste

Puede verse que variaciones del coste de las obras de hasta un 30% elevarían el precio del agua en un 20%, mientras que variaciones en el precio de la energía de hasta un 30% elevarían el precio del agua solo en un 6%. Ello muestra una relativa insensibilidad de precios frente al coste energético, y una respuesta más nítida, aunque moderada, frente al coste de las obras. Todo ello confirma, en definitiva, la relativa robustez de la estimación realizada frente a cambios coyunturales de los costes de implantación.