

UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA

DEPARTAMENTO DE AGRONOMÍA



**DISEÑO Y GESTIÓN ÓPTIMOS DE SISTEMAS
DE IMPULSIÓN Y DE ALMACENAMIENTO DE
AGUA PARA RIEGO**

TESIS DOCTORAL

Presentada por:

Inmaculada Pulido Calvo

Dirigida por:

Dr. José Roldán Cañas

Dr. Rafael López Luque

Córdoba, 2001

A mis padres, a Begoña y a Pepe

A Juan Carlos

Quien ha aprendido lo bastante, no ha aprendido nada

Elías Canetti

AGRADECIMIENTOS

Quiero dejar constancia de todas las personas sin cuya ayuda este trabajo jamás hubiera sido posible, ya que como dijo Goethe en una ocasión: *‘Mis obras no se deben a mis propios conocimientos, sino a las miles de personas y cosas que me fueron ofreciendo material. Llegaron listos y tontos, humildes y soberbios, la niñez y la adolescencia, como también la edad madura, ... Todos me decían lo que sentían, como vivían y obraban y las experiencias que habían tenido. Para mí, no hubo otra cosa que hacer que recoger y cosechar lo que otros habían sembrado’*.

En primer lugar mi agradecimiento a los directores de este trabajo, José Roldán Cañas y Rafael López Luque, sin los cuales no se podría haber concebido, desarrollado y terminado. Sus discrepancias y críticas constructivas, antes que el consentimiento generalizado, me han servido de aliciente y motor para centrar y afinar muchos aspectos claves, que de otra forma hubieran quedado oscuros o demasiado simplistas. Mi deuda intelectual a José Roldán Cañas se hace patente a lo largo de todo este trabajo. El me introdujo en el campo de la Ingeniería Hidráulica, y desde entonces ha dirigido y dirige mi trabajo, y lo más importante, creyó en mí. A Rafael López Luque, ya que gran parte de la metodología de esta Tesis Doctoral se ha alimentado de sus fuentes e ideas, y por la ilusión que siempre demostró por ver terminado este trabajo, que en gran parte le pertenece.

He tenido la suerte de disponer de la ayuda y estímulo del profesor Emilio Camacho, quien me animó durante todos estos años, me ‘prestó’ su despacho en el que se incubaron muchos de los métodos desarrollados, y de *motu proprio* aportó toda la información que creyó interesante para la elaboración de este trabajo lo cual mejoró sustancialmente su calidad.

Al profesor Miguel Alcaide que me ayudó a resolver todas las dudas hidráulicas que me fueron surgiendo y por sus valiosos aportes bibliográficos. Dispuesto a darme un buen consejo y prestarme su apoyo moral en todo momento, sus comentarios fueron siempre bienvenidos. Nunca tuve de él un ‘no’ por respuesta.

Mi reconocimiento al profesor Francisco Casares, por su cordial colaboración siempre que la necesité, por su generosa disposición a facilitarme sin reservas cuanto material le pedí, y principalmente cuando una charla con un amigo se hacía imprescindible.

La profesora Pilar Montesinos se interesó por este trabajo durante todo su desarrollo. Tuve la magnífica oportunidad de discutir amablemente con ella algunos de los aspectos de esta memoria y de compartir bibliografía. En este último punto, también recordar la gentileza del profesor Juan Vicente Giráldez, Dionisio Ortíz y Carmen de Miguel.

Los amigos y compañeros que he tenido durante mi estancia en la Unidad de Hidráulica y Riegos, Departamento de Agronomía, merecen recuerdo por los muchos buenos ratos que hemos compartido y por la convivencia cotidiana sobrellevada: Fátima Moreno,

Alfonso Cobos, M^a Carmen Sánchez, Antonio Gil, Juan Carlos Martos, Rafael Rodríguez, M^a del Mar Anguita, David Lozano, Marco Antonio Rodríguez, Sergio Luis Aguilar, Silvina Debelis, y todos los demás que estuvieron o están, y en algún momento u otro se interesaron por mi trabajo. No me puedo olvidar de Félix de la Poza, Paco Roldán y Ana Vacas, cuya amabilidad y apoyo está fuera de toda duda.

He contado con el inapreciable asesoramiento de técnicos de la Compañía Sevillana de Electricidad (José Pulido —mi padre—, Antonio González, Miguel Gómez,...), sin los cuales la ingrata labor de entender la innumerable legislación eléctrica no hubiera sido posible. Asimismo me facilitaron con toda la paciencia del mundo toda la información que les solicité, al igual que Juan Carlos Alba, técnico de Arquipark, Forestaciones y Contratas, S.L., y Francisco Pérez, gerente de la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera.

La grata actitud de los profesores Sebastián Ventura y César Hervás, que me proporcionaron muchas de las referencias y me resolvieron diversos aspectos relacionados con las Redes Neuronales Computacionales.

También deseo resaltar mi agradecimiento a la Consejería de Educación y Ciencia de la Junta de Andalucía, que me concedió una Beca de Formación de Personal Docente en el Área de Ingeniería Hidráulica para la realización de esta Tesis Doctoral. Al Departamento de Agronomía de la Universidad de Córdoba que me acogió y a la Universidad de Huelva que me ha permitido seguir con la labor docente e investigadora.

Mis amigos Salas, Inmaculada, Isabel y Ramón merecen una especial dedicatoria por esos días de trabajo y charlas compartiendo alegrías y desilusiones.

A mis padres y hermanos, por su apoyo, estímulo, paciencia y confianza sin límites a lo largo de demasiados años, por comprender la necesidad de dedicar tantas y prolongadas horas a este trabajo, y por haberme escuchado e ignorado según lo requerían las circunstancias. Va por y para vosotros.

Por último, Carlos, amigo y compañero, quien además de proporcionarme y enseñarme muchas de las ideas y de los métodos, ha sido asiduo colaborador de cada una de las etapas de este trabajo, amén de mi mayor crítico. Y eso a pesar de que al final se ha casado conmigo. ¡Tiene mérito!. Es sin duda el depositario del principal agradecimiento de este trabajo, el refugio de mis días difíciles.

A todos ellos, las más sinceras gracias, como expresión de la extraordinaria valoración que doy a su ayuda.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objetivos específicos.....	5
1.2. Grado de innovación	6
CAPÍTULO 2. ZONA DE ESTUDIO.....	7
2.1. Introducción	9
2.2. El sistema de riego	12
2.3. Alternativa media de cultivos	21
2.4. Necesidades de agua de la alternativa de cultivos.....	24
2.4.1. Datos climáticos	25
2.4.2. Determinación de la evapotranspiración de referencia	25
2.4.3. Coeficientes de cultivo.....	27
2.4.4. Necesidades de agua del sistema de riego.....	29
2.5. Explotación del agua de riego	30
2.6. Bibliografía.....	32
Anexo 2.I. Glosario.....	35
CAPÍTULO 3. CARACTERIZACIÓN ESTACIONAL Y HORARIA DE LA DEMANDA EN UN SISTEMA DE IMPULSIÓN DE AGUA PARA RIEGO	37
3.1. Introducción	39
3.2. Material y métodos.....	42
3.2.1. Caracterización de la demanda horaria de agua a partir de registros históricos	42
3.2.2. Simulación de los caudales y alturas piezométricas demandados en una red de distribución de agua para riego a la demanda	44
3.3. Resultados.....	51
3.3.1. Patrón de demanda horaria de la zona regable de Fuente Palmera.....	51
3.3.2. Demanda horaria de agua de la zona regable de Fuente Palmera.....	51
3.3.3. Funciones de demanda (caudales y alturas piezométricas simulados) en el punto de acometida de la red de distribución.....	56
3.4. Discusión	62
3.5. Bibliografía.....	64
Anexo 3.I. Glosario.....	69
CAPÍTULO 4. CONTRATACIÓN Y FACTURACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	71
4.1. Introducción	73
4.2. Clasificación de tarifas reguladas.....	75
4.2.1. Tarifas de baja tensión	75
4.2.2. Tarifas de alta tensión	76
4.3. Complementos de la tarifa básica.....	78
4.3.1. Complemento por discriminación horaria.....	78
4.3.2. Complemento por energía reactiva.....	86
4.3.3. Complemento por estacionalidad	87
4.3.4. Complemento por interrumpibilidad	88
4.4. Determinación de la potencia a facturar	89

4.5. Control de la potencia.....	92
4.6. Contratos para suministro de temporada	93
4.7. Tarifa horaria de potencia.....	93
4.8. Liberalización del suministro de energía eléctrica	95
4.9. Acometida eléctrica.....	99
4.10. Bibliografía.....	103
Anexo 4.I. Relación de las tarifas eléctricas básicas con los precios de sus términos de potencia y de energía.....	105
Anexo 4.II. Glosario.....	107

CAPÍTULO 5. OPTIMIZACIÓN DEL RÉGIMEN DE OPERACIÓN DE SISTEMAS DE IMPULSIÓN Y DE ALMACENAMIENTO DE AGUA PARA RIEGO..... 109

5.1. Introducción	111
5.1.1. Análisis y simulación del comportamiento de las bombas	112
5.1.2. Elección del contrato de suministro de la energía eléctrica	113
5.1.3. Optimización del esquema de operación de una red de distribución de agua	115
5.1.4. Diseño y manejo óptimos de los depósitos de regulación en las redes de distribución	116
5.1.5. División estructural y temporal del sistema de distribución de agua.....	118
5.1.6. Formulación del problema de la explotación óptima de los sistemas de distribución de agua.....	119
5.2. Descripción del sistema en estudio y objetivos.....	120
5.3. Material y métodos.....	123
5.3.1. Función de costes relacionada con la optimización de la operación del bombeo.....	123
5.3.2. Función objetivo y restricciones.....	124
5.3.3. Preselección de los grupos de bombeo	127
5.3.4. Algoritmo de gestión óptima del bombeo en un sistema de impulsión hasta depósito de regulación.....	134
5.3.4.1. Series de demanda horaria de agua	134
5.3.4.2. Grupos motor-bomba.....	134
5.3.4.3. Depósitos y/o balsas de regulación.....	137
5.3.4.4. Contrato del suministro de energía eléctrica.....	139
5.3.4.5. Desarrollo del algoritmo de gestión óptima durante toda la campaña de riegos	142
5.3.5. Grupos de rebombeo.....	153
5.3.6. Determinación de la/s potencia/s a contratar y de las potencias a solicitar en la acometida eléctrica.....	156
5.4. Resultados.....	161
5.4.1. Preselección de los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación	161
5.4.2. Diseño y gestión óptimos del sistema de impulsión y de almacenamiento.....	164
5.4.2.1. Esquema de operación óptimo del sistema de impulsión	167
5.4.2.2. Potencia/s a contratar y acometida eléctrica en el sistema de impulsión.....	182
5.4.2.3. Comparación de los mejores regímenes de operación del sistema de impulsión	189
5.4.2.4. Comparación de la solución óptima con la situación actual de la zona regable de Fuente Palmera	195
5.4.2.5. Liberalización del suministro de energía eléctrica de la zona regable de Fuente Palmera.....	201

5.4.2.6. Modificación del patrón de demanda horaria de agua de la red de distribución	205
5.5. Discusión	211
5.5.1. Selección de los grupos motor-bomba en la impulsión a la balsa de regulación y en el rebombeo	211
5.5.2. Capacidad de la balsa de regulación	212
5.5.3. Contrato del suministro de energía eléctrica	214
5.5.4. Incorporación de un accionamiento de variación de velocidad en los grupos de bombeo	216
5.5.5. Sistema de impulsión optimizado versus sistema de impulsión actual.....	217
5.6. Bibliografía	218
Anexo 5.I. Características de los grupos motor-bombas	229
Anexo 5.II. Diámetros comerciales de tuberías y justificación del precio	255
Anexo 5.III. Características de los depósitos para el almacenamiento de agua.....	257
Anexo 5.IV. Manual del usuario.....	261
Anexo 5.V. Glosario	279
CAPÍTULO 6. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DIARIA PARA EL CONTROL EN TIEMPO REAL DE SISTEMAS DE IMPULSIÓN Y DE ALMACENAMIENTO DE AGUA PARA RIEGO.....	283
6.1. Introducción	285
6.1.1. Desarrollo histórico de las Redes Neuronales Computacionales	286
6.1.2. Aplicaciones de las Redes Neuronales Computacionales	288
6.1.2.1. Hidrología e Hidráulica	288
6.1.2.2. Otras aplicaciones	290
6.1.2.3. Comparación con otras metodologías.....	291
6.2. Material y métodos.....	292
6.2.1. Predicción de la demanda diaria de agua mediante la aplicación de Redes Neuronales Computacionales (RNCs).....	292
6.2.1.1. Función de transferencia.....	293
6.2.1.2. Entrenamiento de la red neuronal.....	293
6.2.1.3. Evaluación de los modelos.....	297
6.2.1.4. Arquitectura de las Redes Neuronales Computacionales	298
6.2.1.5. Patrones de entrenamiento y de generalización	299
6.2.2. Comparación con métodos tradicionales de predicción: análisis multivariante (regresión múltiple) y análisis univariante (descomposición y ARIMA).....	300
6.2.2.1. Análisis de regresión múltiple.....	300
6.2.2.2. Métodos de descomposición y modelos ARIMA.....	300
6.3. Resultados.....	302
6.3.1. Análisis de regresión múltiple.....	302
6.3.2. Redes Neuronales Computacionales.....	306
6.3.3. Métodos de descomposición y ARIMA.....	312
6.4. Discusión	315
6.5. Bibliografía.....	316
Anexo 6.I. Manual del usuario del simulador de Redes Neuronales Computacionales	327
Anexo 6.II. Glosario.....	335
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES.....	337

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

- 1.1. Objetivos específicos
- 1.2. Grado de innovación

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Durante años, el aumento en el consumo de los recursos de agua y de energía se consideró como un claro indicador de crecimiento económico. En el mundo de hoy, estos términos se han invertido en cierta medida. Por un lado, los países industrializados hace ya tiempo que advirtieron que la ‘factura energética’ constituye una hipoteca para su propio desarrollo, y por otro lado, la creciente conciencia ambiental que ha hecho emerger nuevas demandas de agua para actividades como son mantenimiento de caudales ecológicos, ocio y recreo, conservación de especies y paisajes, etc. De este modo, esta conciencia de que se trata de recursos escasos y de que su utilización da lugar a impactos sobre el medio, hace que el despilfarro de agua y de energía sea considerado como un comportamiento no sostenible en términos ecológicos.

De entre todos los usos del agua, la agricultura de regadío usa del orden del 80% del agua requerida por la sociedad española, lo que pone de manifiesto su importancia en la nueva percepción del problema agua, acentuado en períodos de escasez. Asimismo, los gastos en energía suelen ser, en la actualidad, uno de los apartados de mayor magnitud dentro de este sector, condicionando la rentabilidad de muchos cultivos. Como resultado, la problemática de la gestión óptima de los sistemas de impulsión y de almacenamiento de agua para riego se plantea sobre la base de la búsqueda de sistemas de utilización de agua y de energía más eficientes en su conjunto.

Los sistemas que se estudiarán serán los constituidos por un conjunto de impulsores de motor eléctrico que tomará el agua de una fuente de suministro y del que partirá una conducción hasta depósito o balsa de regulación desde el/la cual se abastecerá la red de distribución según las demandas de agua existentes. El depósito o balsa además de cumplir de acumulación del recurso agua, permitirá la reducción de costes energéticos al poder permitir una adaptación entre las horas de bombeo y el tipo de discriminación horaria de la facturación eléctrica.

El objetivo principal es conseguir el régimen de explotación integral óptimo que origine el menor coste teniendo en cuenta la capacidad hidráulica de la estación de bombeo, el volumen del depósito o balsa, el coste de elevación del metro cúbico de agua y el contrato del suministro de energía eléctrica, todo ello compatibilizado con la capacidad de satisfacer una demanda dada. De este modo, el diseño y la gestión de los sistemas de impulsión y de almacenamiento de agua se plantea como un problema de optimización teniendo en cuenta en la función de costes las siguientes variables:

1. *El consumo energético de la estación de bombeo.* Dicho coste está constituido por un término de potencia y un término de energía. El primero depende de la potencia contratada y del modo de facturar dicha potencia, factores ambos que se determinan una vez que han sido seleccionados los grupos de bombeo. El segundo depende del consumo de energía eléctrica de las bombas, que es función de la altura de energía y

del caudal impulsado, así como del número de horas de funcionamiento y del contrato del suministro eléctrico elegido.

2. *El coste de la estación de bombeo*, que está directamente relacionado con la potencia de los grupos motor-bomba, que asimismo depende del caudal impulsado y de la altura de bombeo.
3. *El coste de la tubería de impulsión*, que depende del diámetro seleccionado, el cual determina las pérdidas de carga que se van a producir y, en consecuencia, la altura de energía que deberán proporcionar las bombas.
4. *El coste del depósito o balsa de regulación*, que está relacionado con el volumen del mismo. En éste podemos distinguir entre el volumen de reserva determinado por criterios que no son económicos y, el volumen de regulación el cual depende de las diferencias entre el caudal demandado y el caudal impulsado, estando éste último determinado por el régimen de bombeo (potencia y características de las bombas, caudal impulsado en cada hora, número de bombas en marcha, número de horas de funcionamiento y, momentos de arranque y parada).

La solución nos determina el régimen de bombeo, el diámetro de la tubería de impulsión, el volumen de regulación del depósito, y el contrato del suministro de energía eléctrica, de forma que se minimicen los costes totales del sistema. De esta manera, se planifica el esquema de operación de los sistemas de impulsión y de almacenamiento de agua en un futuro próximo, que en este trabajo es la campaña de riegos, teniendo en cuenta las implicaciones en el diseño de los elementos de regulación. Una vez calculada esta estrategia en diferido, al aplicarla sobre el proceso real se pueden observar discrepancias debidas a desviaciones en la evolución de los usos de agua, por lo que se hace preciso una etapa de control en tiempo real, que se basa en modelos que permitan predecir el comportamiento de la demanda a corto plazo (24 horas).

El sistema en estudio se descompone en una serie de subsistemas que son analizados de forma independiente en cada uno de los capítulos de este trabajo. Así en el capítulo 3 se presentan dos metodologías para predecir a medio plazo (temporada de riegos) la demanda de agua de la red de distribución, como paso previo a la optimización del régimen de operación del sistema de impulsión que se lleva a cabo en el capítulo 5. En el capítulo 6 se analiza el control del sistema en tiempo real a partir de la estimación diaria de la demanda de agua de la red de distribución. Cada uno de estos capítulos consta de varios apartados, que coinciden, en líneas generales, con los de un artículo científico. En la introducción de cada capítulo se relacionan los objetivos concretos del mismo y en la metodología se describen los métodos específicos empleados. Los capítulos 2 y 4 son descriptivos de la zona regable donde se aplica el modelo desarrollado, y de los puntos fundamentales de la contratación y facturación del suministro eléctrico, respectivamente. En el capítulo 7 se enumeran las conclusiones obtenidas.

El modelo desarrollado en este trabajo se aplica en la optimización del diseño y gestión del sistema de impulsión de la zona regable de Fuente Palmera (Córdoba). Los resultados y conclusiones obtenidos habrán de ser sin duda analizados y corregidos con vistas

a su posible aplicación en otras zonas pero, dentro de sus limitaciones, este estudio pretende ser un aporte metodológico de posible utilización en otros sistemas de distribución de agua.

De manera global, los principales beneficios que se obtendrán de una adecuada gestión de los sistemas de impulsión y almacenamiento son:

1. Desde el punto de vista ambiental, la gestión eficiente supone un ahorro de recursos naturales y una reducción de impactos ambientales. No se debe olvidar la necesidad de un uso más racional del agua, y de que el coste de un kilovatio-hora, tanto de producción como medioambiental, es inferior si su consumo se realiza durante la noche o en verano.
2. Los regantes son, también, uno de los principales beneficiarios, ya que conseguirán importantes ahorros en la facturación energética y una situación de equilibrio con las nuevas demandas sociales.
3. Las empresas eléctricas también se benefician del ahorro eléctrico, ya que ello permite alargar la vida útil de las centrales eléctricas y racionalizar la utilización de las redes de transporte y distribución, evitando así tener que realizar nuevas inversiones en generación o en el trazado de líneas, que, por otro lado, repercutirán asimismo, en el coste para los usuarios.

1.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Esta memoria se fundamenta en los siguientes objetivos específicos:

1. Caracterización estacional (a lo largo de la campaña de riegos) y horaria (según períodos de discriminación horaria de las tarifas eléctricas) de los caudales demandados en redes de distribución de agua para riego. Se plantean dos posibilidades: disponer de registros históricos de demandas horarias en determinados ciclos de funcionamiento o no disponer de estos datos.
2. Desarrollo de un modelo hidráulico para la gestión óptima del régimen de bombeo en un sistema de impulsión hasta depósito o balsa de regulación. Este incluirá la optimización conjunta de los grupos de impulsión (potencia y características de las bombas, caudal impulsado en cada hora, número de bombas en marcha, horas de funcionamiento y, momentos de arranque y parada), del diámetro de la tubería de impulsión, del volumen de regulación del depósito o balsa de regulación, y del contrato de suministro eléctrico ante un perfil temporal de demandas de agua.
3. Modelación de la demanda de agua a corto plazo que permita predecir su comportamiento en las 24 horas siguientes. Se propone, junto con técnicas tradicionales de predicción como los análisis univariantes (métodos de descomposición y ARIMA) y multivariantes (regresión múltiple) de series temporales,

el uso de Redes Neuronales Computacionales que han demostrado conseguir muy buenos resultados en el campo de las técnicas de control.

1.2. GRADO DE INNOVACIÓN

La complejidad de los sistemas de almacenamiento y distribución de agua y la creciente necesidad de explotarlos de un modo más eficiente, asegurando un suministro de calidad a los usuarios con unos costes lo menor posibles, implican cada vez más el requisito de una gestión óptima. La solución al problema planteado ha sido estudiada por varios autores, pero sus intentos se han centrado en introducir simplificaciones adecuadas en el sistema hidráulico (estaciones de bombeo dotadas únicamente de bombas de velocidad fija, el caudal proporcionado por cada bomba es fijo e independiente del sistema resistente y del número de bombas en marcha, pérdidas de carga en la impulsión despreciables) o de considerar una de las variables que intervienen como prioritaria sobre las demás, llegando a soluciones aproximadas que resultan fáciles de implementar.

En este trabajo se propone la optimización considerando todas las variables influyentes y sin suponer ninguna de las simplificaciones citadas anteriormente en el sistema hidráulico. Asimismo, los trabajos existentes se centran en redes de distribución urbanas, estando bastante limitadas las aplicaciones en redes de riego, a pesar de que los gastos en energía suelen ser uno de los apartados de mayor magnitud en el sector agrario, condicionando la rentabilidad de muchas zonas regables.

Por otra parte, la mayoría de las valoraciones energéticas de los sistemas de impulsión sólo consideran en el coste energético el término de energía (pta/kWh), pero no tienen en cuenta el término de potencia (pta/kW-mes), ni los complementos de discriminación horaria y de estacionalidad, ni el modo de facturar la potencia, ni la posibilidad de hacer contratos de temporada. Con la metodología propuesta se obtendrá la combinación óptima de estos parámetros que determinan la facturación de energía eléctrica, lo que se constituye, asimismo, como 'arma de gestión' de las zonas regables en las negociaciones con la compañía eléctrica del contrato del suministro en el nuevo mercado eléctrico español liberalizado (Ley 54/1997, B.O.E. 28-11-1997).

El estudio del control en tiempo real del sistema de impulsión y de almacenamiento se aborda mediante la predicción de la demanda diaria de agua. Las técnicas de predicción tradicionales a pesar de su indiscutible potencia, presentan problemas a la hora de abordar situaciones como las de este trabajo, donde la información que se presenta es reducida, y en algunos casos, redundante e imprecisa. Por ello, se propone el uso de las Redes Neuronales Computacionales, técnica novedosa que está dando muy buenos resultados en el control inteligente de procesos.

CAPÍTULO 2

ZONA DE ESTUDIO

2.1. Introducción

2.2. El sistema de riego

2.3. Alternativa media de cultivos

2.4. Necesidades de agua de la alternativa de cultivos

2.4.1. Datos climáticos

2.4.2. Determinación de la evapotranspiración de referencia (ET_0)

2.4.3. Coeficientes de cultivo (k_c)

2.4.4. Necesidades de agua del sistema de riego

2.5. Explotación del agua de riego

2.6. Bibliografía

Anexo 2.I. Glosario

CAPÍTULO 2. ZONA DE ESTUDIO

2.1. INTRODUCCIÓN

Con objeto de contrastar el funcionamiento del modelo que se desarrolla en este trabajo, se va a aplicar éste en la optimización y control en tiempo real del régimen de operación del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua de la zona regable de Fuente Palmera. Dos razones fundamentales han propiciado tal elección. La primera se debe a los importantes costes de energía eléctrica de la zona, ya que se ubica entre 50 y 110 m sobre la lámina del río Guadalquivir, por lo que precisa una elevada impulsión para que el agua pueda dominar sus tierras. Por ello, el capítulo de la estación de bombeo constituye sin duda el más importante de esta Comunidad de Regantes (CR). Con independencia de que a ella se subordina absolutamente el riego, y de que su funcionamiento y seguridad depende la economía de la zona regable, la envergadura de las cifras que maneja la convierte en una obra excepcional. Por otro lado, en dicha zona, con un sistema de riego a la demanda, se dispone de registros horarios de volúmenes de agua impulsados a la red de distribución, datos que normalmente no existen en otras zonas regables del valle del Guadalquivir.

A principios de la década de los 80 se constituyó la CR de Fuente Palmera con una superficie total de 5.673 ha, cuyo objetivo era repartir una concesión administrativa de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (CHG) de 3.156 l/s para regar un total de 5.259 ha, pertenecientes a los términos municipales de Fuente Palmera, Hornachuelos, Posadas y Guadalcazar en la provincia de Córdoba, y de Ecija en la provincia de Sevilla.

Las ordenanzas de la comunidad, que regulan con detalle su funcionamiento y organización interna, fueron aprobadas por la CHG en marzo de 1990 y están adaptadas a la legislación que en materia de aguas entró en vigor con la Ley de Aguas de 1985 y con el Reglamento de Dominio Público Hidráulico de 1986 (Roldán y col., 1997).

Con respecto a la situación y delimitación de la zona regable, se encuentra en la margen izquierda del río Guadalquivir con los límites que siguen: el río Guadalquivir al norte, el arroyo de los Picachos al este, el arroyo del Tamujar al oeste y el término municipal de Fuente Palmera al sur (figura 2.1). Los núcleos de población incluidos en la misma son los siguientes: Fuente Palmera, La Ventilla, Peñalosa, La Herrería, Villalón y Ochavillo.

En líneas generales presenta en planta una forma sensiblemente cuadrada con un vértice en el río Guadalquivir y un lado de 7,5 km. Constituye una terraza prácticamente plana, de pendiente uniforme con dirección SE-NW, descendiendo desde la cota 175 a la 110. Su borde septentrional es muy irregular, sirviendo de transición hasta la cota 60 por donde discurre el río que, con su proceso erosivo, ha contorneado la falda de la terraza.

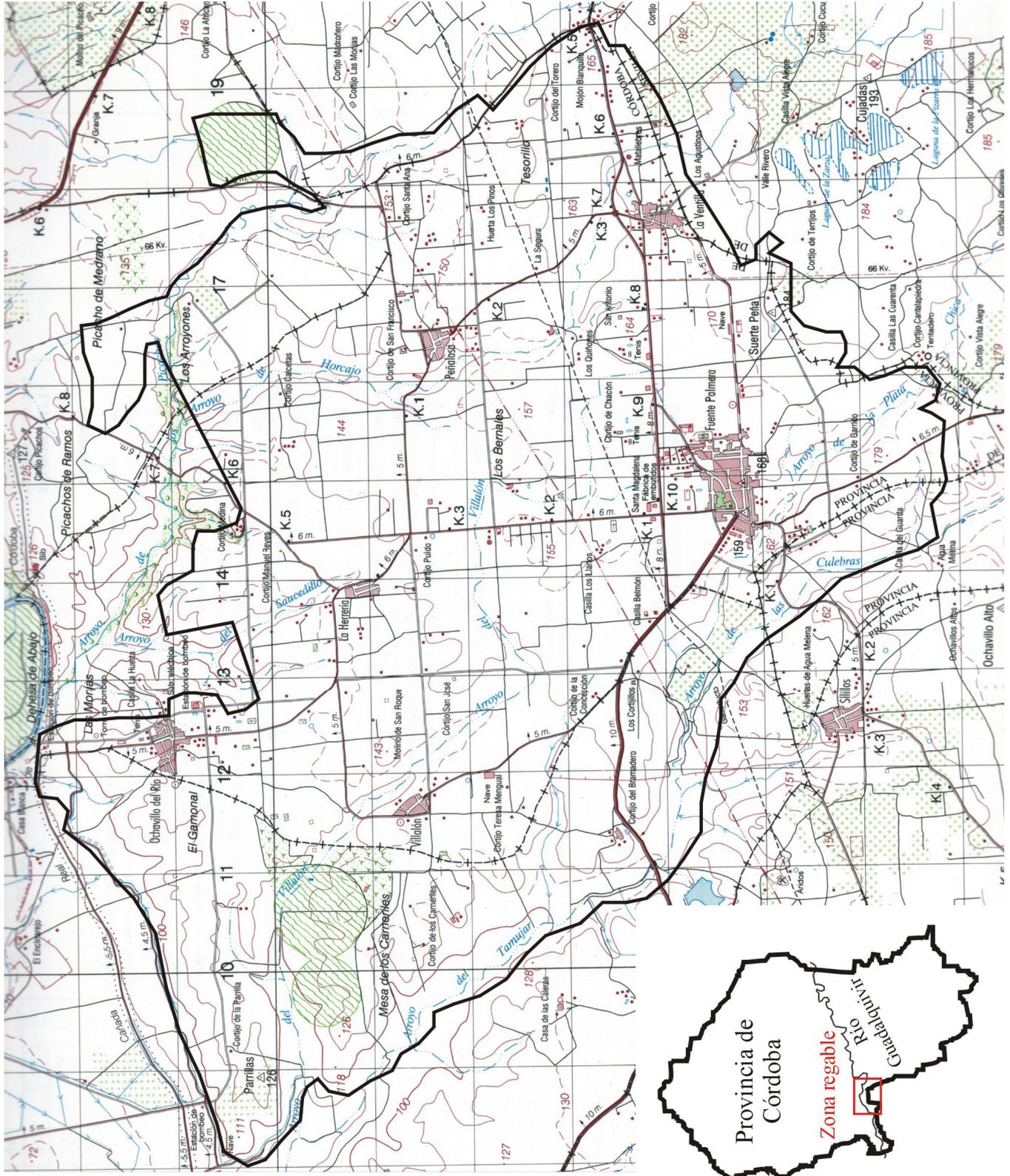


Figura 2.1. Localización de la zona regable de Fuente Palmera (E. 1:60.000) (Hoja 943 de la Cartografía Militar de España, 1996)

Los suelos de la zona, de acuerdo con los criterios del USDA-Soil Taxonomy (Centro de Edafología y Biología Aplicada del Cuarto, Sevilla, 1980), se clasifican como:

- *hidromórficos*: constituyen la unidad más representativa de la zona, ocupando el 56% del total, con predominio de los sectores aterrizados. El tipo de drenaje suele oscilar entre moderadamente bueno y pobre, y la pedregosidad se presenta de forma muy irregular, oscilando de nula a muy fuerte.
- *vérticos*: se ubican, preferentemente, en el borde noroeste de la zona regable y representan el 22% del total de la superficie. Presentan un contenido en arcillas superior al 30% en todos los horizontes, con lo que la textura en la mayoría de los casos es excesivamente pesada. La pedregosidad no es muy acusada.
- *lixiviados*: distribuidos irregularmente en áreas aisladas dentro de los sectores aterrizados, en un 10% de la zona regable. Son los mejores suelos de la zona desde el punto de vista del regadío.
- *litosólicos*: localizados en el borde noreste de la zona, en la falda de la terraza en su descenso al río, representando el 12% del total. Se caracteriza esta unidad por la presencia de pendientes pronunciadas, fuerte erosión y afloramientos rocosos. Por su concreta localización y agrupamiento, se excluye de la zona de cultivos.

La zona regable de Fuente Palmera fue objeto de la colonización andaluza del tiempo de Carlos III. Este origen histórico marca todavía su actual estructura agraria con predominio de las explotaciones medianas y pequeñas de tipo familiar (Romero, 1975). Con la puesta en riego de la zona, se llevaron a cabo algunas transformaciones en la estructura de la propiedad de la comunidad, pero se mantuvo el pequeño tamaño de las explotaciones. También ha significado un cambio hacia una mayor intensificación en la agricultura de la zona. Los cultivos industriales y hortícolas y, más recientemente, los frutales están desplazando a los tradicionales cultivos de la campiña (apartado 2.3). Estos cambios han permitido bajar el umbral de superficie rentable, lo que ha mantenido las explotaciones pequeñas y, en muchos casos, ha impulsado la sucesión anticipada, ante la dificultad de los antiguos propietarios, acostumbrados a cultivos tradicionales, para adaptarse a las nuevas técnicas (Haro, 1991). En la tabla 2.1 se muestra el análisis de la estructura de la propiedad en la zona regable de Fuente Palmera.

El objeto de este capítulo es la descripción de la zona regable y el sistema hidráulico, prestando especial interés a los datos necesarios para la ejecución del modelo desarrollado.

Tabla 2.1. Estructura de la propiedad en la CR de Fuente Palmera

Intervalos	Superficie (%)	Nº explotaciones (%)	Tamaño medio (ha)
menos de 5 ha	18,26	73,72	1,76
de 5 a 10 ha	12,55	13,13	6,87
de 10 a 50 ha	32,33	10,93	21,02
de 50 a 100 ha	9,87	0,95	72,51
más de 100 ha	26,99	1,27	154,63

Fuente: Haro, 1991

2.2. EL SISTEMA DE RIEGO

Las necesidades medias de la zona se elevan a unos $16,5 \pm 5,9 \text{ hm}^3$ (tabla 2.2; sin considerar los períodos de sequía) de agua anuales que es preciso derivar de la margen izquierda del Guadalquivir, a la altura del contacto del río con el término municipal de Fuente Palmera. Se dispone de un azud en el punto de toma a cota 60.

Se trata de una zona regada por aspersión a la demanda. En el proyecto, el tiempo de aplicación del riego previsto en el período de máximo consumo es de 10 a 11 horas, con dos riegos diarios y un caudal continuo bruto sobre cada hectárea de 0,896 l/s. Pero por ser un sistema a la demanda, la frecuencia de los riegos se adapta a las necesidades en función de los cultivos, de la época del año y de las condiciones climáticas. El agricultor, basándose en su propia experiencia, determina la duración del riego. La duración media de la campaña es de 183 ± 24 días (tabla 2.2; sin considerar el período de sequía). El uso de agua en la comunidad viene limitado por las concesiones de la CHG para cada campaña agrícola (tabla 2.2).

La superficie regada en la comunidad se ha mantenido relativamente constante desde la puesta en riego de la zona (tabla 2.2), a excepción de la temporada 1988/89 cuya concesión fue de $2.200 \text{ m}^3/\text{ha}$ dado que la reserva hídrica de la cuenca era escasa. Por ello, la superficie regada bajó hasta las 2.500 ha, un 48 % del total regable. Asimismo en la campaña 1987/88 se observa un aumento del volumen de agua utilizado ($4.500 \text{ m}^3/\text{ha}$) debido a las altas precipitaciones caídas (825 mm) que dieron lugar al llenado en otoño de casi todos los embalses de la cuenca hidrográfica. Debido a la sequía disminuyeron los usos de agua en la campaña 1991/92 ($1.714 \text{ m}^3/\text{ha}$) y no se regó en las temporadas 1992/93 y 1994/95, y en la 1993/94 el volumen de agua utilizado fue sólo de $298 \text{ m}^3/\text{ha}$. En las campañas 1995/96, 1996/97 y 1997/98 los usos de agua son la mitad que los de años normales ($1.984 \text{ m}^3/\text{ha}$, $2.224 \text{ m}^3/\text{ha}$ y $1.875 \text{ m}^3/\text{ha}$) ya que de las altas precipitaciones caídas (1.019 mm, 1.076 mm y 1.019 mm) una fracción elevada se produjo entre los meses de primavera y finales de verano.

Tabla 2.2. *Días de riego, superficies regable y regada, y volumen de agua utilizada en m³ y m³/ha en la CR de Fuente Palmera*

Campaña	Días de riego	Superficie regable (ha)	Superficie regada (ha)	Agua usada (m³)	Volumen usado por ha regable (m³/ha)
1984/85	191	5.220	5.080	21.720.000	4.161
1985/86	169	5.194	5.169	19.923.000	3.836
1986/87	159	5.194	5.165	20.597.000	3.966
1987/88	165	5.194	5.126	23.529.000	4.530
1988/89	171	5.194	2.500	11.174.000	2.151
1989/90	239	5.194	5.155	21.380.000	4.116
1990/91	158	5.194	5.194	22.039.000	4.243
1991/92	173	5.194	5.194	8.904.000	1.714
1992/93*	0	5.260	0	0	0
1993/94*	84	5.260	5.260	1.569.000	298
1994/95*	0	5.260	0	0	0
1995/96	183	5.260	5.260	10.437.000	1.984
1996/97	203	5.260	5.260	11.698.000	2.224
1997/98	203	5.260	5.260	9.860.000	1.875

* período de sequía

Fuente: elaboración propia a partir de las memorias de la CR de Fuente Palmera

En la actualidad, se encuentra en fase de proyecto la instalación de riego por goteo en toda la zona regable (aprobado técnica y económicamente), lo que supondrá que los regantes dispondrán en sus parcelas de tomas de agua para regar indistintamente por goteo o por aspersión. El objetivo principal de este proyecto es la disminución del consumo de agua en la zona y con ello el coste energético, debido a que el coste de elevación del metro cúbico de agua es relativamente alto. Las consideraciones de ahorro de agua quedan en un segundo plano, pues esta comunidad presenta consumos más reducidos que los regadíos próximos (tabla 2.3).

Tabla 2.3. *Suministro de agua a zonas regables del Guadalquivir*

Denominación	Superficie (ha)	Dotación media período 1988/92 (m³/ha)
Bajo Guadalquivir	54.050	4.774
Guadalmellato	7.535	6.111
Vegas Altas de Jaén	2.517	5.842
Bembézar	15.376	7.964
Rumblar	5.172	6.650
Viar	11.749	8.208
Salado de Morón	1.823	6.785

Fuente: López y Rodríguez, 1997

La CR está compuesta de 78 colectividades o agrupaciones (figura 2.2), cuya delimitación y existencia responde exclusivamente a las necesidades técnicas del sistema, de forma que existen regantes cuyas fincas pertenecen a varias agrupaciones. En cualquier caso, la característica común a toda agrupación es tener una toma de agua única, donde va situado el contador que sirve para la facturación del agua consumida. En la tabla 2.4 se muestran las superficies de cada una de las agrupaciones y en la tabla 2.5 se presenta la dotación d_i , prevista en el proyecto, de cada una de las tomas, calculada como (Granados, 1990):

$$d_i = q \text{ GL } S_i \quad (2.1)$$

siendo q el caudal ficticio continuo bruto (0,896 l/s y ha), GL el grado de libertad definido como el cociente entre el tiempo disponible para el riego (24 h) y el tiempo de riego en el período punta de consumo (20 h) y, S_i la superficie asociada a la toma i .

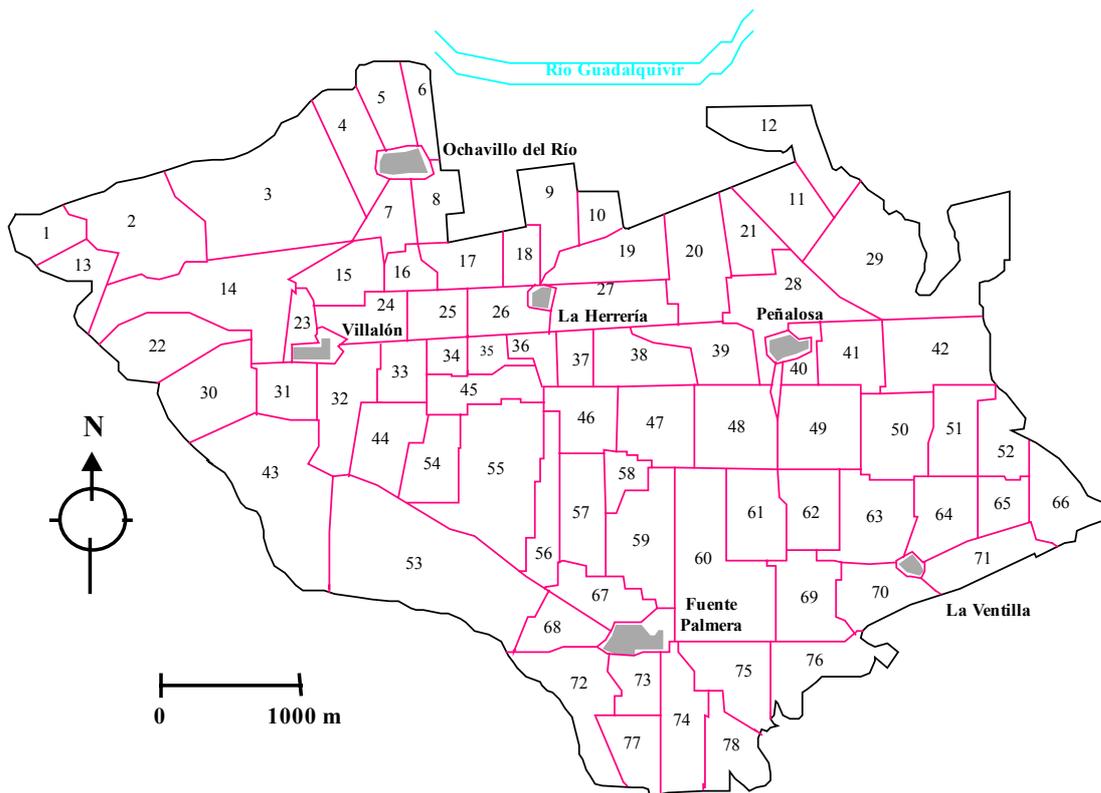


Figura 2.2. Distribución de agrupaciones parcelarias de la CR de Fuente Palmera (ver tabla 2.4)

Tabla 2.4. Superficie de las agrupaciones de la CR de Fuente Palmera (ver figura 2.2)

Agrupación	Superficie (ha)	Agrupación	Superficie (ha)	Agrupación	Superficie (ha)
1	35,45	27	90,18	53	194,19
2	123,63	28	137,61	54	30,22
3	203,43	29	202,69	55	88,08
4	87,34	30	103,25	56	44,46
5	44,34	31	29,27	57	63,01
6	43,00	32	61,22	58	25,08
7	53,95	33	41,83	59	48,70
8	15,50	34	24,26	60	108,44
9	79,19	35	24,60	61	36,93
10	30,09	36	44,44	62	44,17
11	62,57	37	32,10	63	69,49
12	88,08	38	58,25	64	45,18
13	34,03	39	63,10	65	42,15
14	218,12	40	26,26	66	58,71
15	38,53	41	50,74	67	53,40
16	62,32	42	83,10	68	29,18
17	42,29	43	215,43	69	69,50
18	68,32	44	28,30	70	46,60
19	50,06	45	42,25	71	43,03
20	135,71	46	50,15	72	98,85
21	66,87	47	41,80	73	32,40
22	81,32	48	77,83	74	62,48
23	33,18	49	80,31	75	52,17
24	59,38	50	46,41	76	77,69
25	52,74	51	35,02	77	40,97
26	76,46	52	47,31	78	36,46

Para conseguir alturas de bombeo usuales y evitar los problemas que un NPSH elevado pueden plantear en la captación del río, la impulsión se divide en dos etapas: estación de bombeo de extracción o estación de toma o estación elevadora, y otra de impulsión o estación de puesta en carga. La primera se realiza hasta un depósito apoyado en el suelo de 5.000 m³ que se constituye en cámara de aspiración de la segunda impulsión. El carácter de funcionamiento de la primera impulsión es automático en función de los niveles en el depósito. La capacidad del depósito y los niveles de arranque y parada de los grupos de bombeo de toma se justifica sobre la base de asegurar que el ciclo de funcionamiento de cada grupo sea superior a 40 minutos, con lo cual se consigue el distanciamiento adecuado entre dos arranques consecutivos para que las sobreesfuerzos que se producen no repercutan gravemente en la red de energía eléctrica. Consecuentemente el papel del depósito se relega a dar presión a la red de distribución, ya que su tamaño no permite una descarga desde el bombeo de toma independiente de la demanda de la red de distribución. La segunda impulsión funciona con regulación continua mediante un caudalímetro, para así satisfacer la demanda variable del sistema de distribución.

La estación elevadora consta de 4 bombas verticales centrífugas de las que normalmente una queda en reserva, con sus correspondientes válvulas de control y protección. Están conectadas en paralelo y cada una suministra $6.800 \text{ m}^3/\text{h}$ ($= 1.890 \text{ l/s}$) bombeando a 74 m de altura en el punto de funcionamiento de necesidades máximas. Los motores son de arranque directo, con una potencia de 1.840 kW ($= 2.500 \text{ CV}$), funcionando a 990 rpm con una tensión de alimentación de 10 kV.

La estación de puesta en carga mantiene a presión la red de riego y consta de 6 bombas horizontales centrífugas, con una en reserva y conectadas en paralelo. Cada una suministra un caudal de $4.000 \text{ m}^3/\text{h}$ ($= 1.134 \text{ l/s}$) a 117,8 m de altura en el punto de potencia máxima. Los motores son de arranque directo con una potencia de 1.840 kW ($= 2.500 \text{ CV}$), funcionan a 990 rpm y la tensión de servicio es de 10 kV. Esta estación está complementada por 3 grupos motor-bomba auxiliares (uno en reserva), de $1.000 \text{ m}^3/\text{h}$ ($= 283 \text{ l/s}$) a 117,8 m cada uno, que trabajan en condiciones de caudales demandados mínimos. Los motores son de 450 kW ($= 600 \text{ CV}$) funcionando a 1.490 rpm con una tensión de servicio de 6 kV. Asimismo cuenta con un sistema de mantenimiento de la presión de la red compuesto por un depósito hidroneumático y una pequeña bomba de $360 \text{ m}^3/\text{h}$ ($= 100 \text{ l/s}$) a 80 m con motor de 130 kW ($= 180 \text{ CV}$), 1.490 rpm y tensión de 6 kV, que también se emplea para llenar la red al principio de la campaña de riegos.

A medida que los grupos de la estación de puesta en carga extraen agua del depósito y su nivel baja, entran en funcionamiento los grupos de bombeo de la estación elevadora que sean necesarios para reestablecerlo. Para ello, el ordenador que regula el funcionamiento de la estación recibe la información tanto de los sensores, que le indican el nivel del agua, como de los parámetros de funcionamiento de las bombas: temperatura del fluido lubricante y número de horas de funcionamiento continuado. Esto le permite distribuir el trabajo de forma que los tiempos de funcionamiento sean lo más homogéneos posible; también se encarga de la apertura y cierre de las válvulas y llaves necesarias para la entrada o salida de una bomba.

La potencia total instalada entre ambas estaciones es de 15.000 kW . El punto de toma de la energía eléctrica es una subestación de intermedia (132/10/6 kV) conectada con la vecina subestación de Posadas de la Compañía Sevillana de Electricidad, mediante el trazado de una línea de alta tensión de 132 kV. Dicha subestación intermedia está ubicada anexa a la estación de bombeo de puesta en carga. Tiene la entrada aérea a 132 kV y salidas subterráneas a 10 y 6 kV para la alimentación de dicha estación, y salida a 10 kV aérea para alimentación de la estación de bombeo de toma.

La red principal de tuberías lleva el agua desde la estación de puesta en carga hasta las 78 agrupaciones y, desde aquí, el agua se distribuye a las parcelas mediante una red secundaria enterrada y fija. De la boca de riego situada en cada unidad de explotación, parten los ramales de aspersión. Para el trazado en planta de las tuberías, se tuvieron en cuenta las lindes de las agrupaciones, así como la red de caminos existentes.

La red principal es ramificada y consta de una arteria central que partiendo de la estación de puesta en carga cruza toda la zona regable en dirección norte-sur hasta las inmediaciones de Fuente Palmera, con una longitud de 5.096 m. De esta arteria central, parten todos los ramales de que consta la red principal (figura 2.3). Las longitudes de las redes principal y secundaria son de 37.992 m y 140.587 m, respectivamente.

Las tuberías que componen la arteria principal tienen diámetros comprendidos entre 1.300 y 1.700 mm, y de 900 mm. Los restantes ramales entre 100 y 900 mm. Son de fibrocemento para diámetros de 500 mm e inferiores, de hormigón pretensado con camisa de chapa para diámetros comprendidos entre 600 y 900 mm, y de hormigón armado con camisa de chapa para diámetros superiores a 900 mm (tabla 2.5).

La tubería de impulsión general de toma, que suministra las necesidades de agua requeridas por la estación de puesta en carga de la red, es una tubería única de hormigón armado de 1.700 mm.

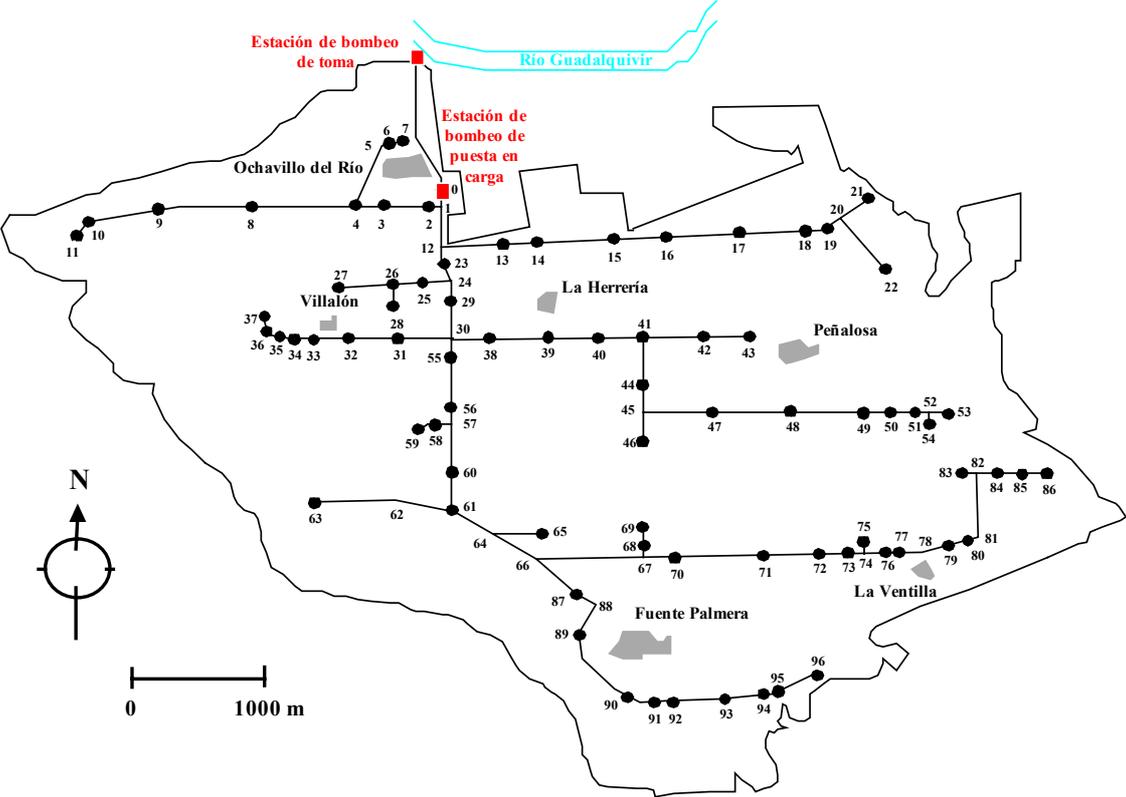


Figura 2.3. Red principal de distribución de la zona regable de Fuente Palmera (ver tablas 2.5(a), 2.5(b), 2.5(c))

Tabla 2.5(a). Características de los tramos de tuberías que componen la red principal del sistema de distribución de Fuente Palmera (figura 2.3)

Nudo inicial	Nudo final	Cota (m)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Material	Timbraje (atm)	Dotación en tomas (m ³ /s)	Caudales acumulados (m ³ /s)
0	0	123	0	1.700	HA	25	0,00	3,92
0	1	123	100	1.700	HA	25	0,00	3,92
1	2	125	176	600	HP	25	0,01	0,49
2	3	124	440	600	HP	25	0,04	0,48
3	4	124	264	600	HP	25	0,07	0,44
4	5	116	117	500	FC	25	0,00	0,06
5	6	115	129	500	FC	25	0,03	0,06
6	7	125	130	500	FC	25	0,03	0,03
4	8	117	1.354	500	FC	25	0,16	0,31
8	9	120	1.288	350	FC	25	0,09	0,15
9	10	121	546	250	FC	25	0,03	0,06
10	11	121	136	250	FC	25	0,03	0,03
1	12	124	275	1.700	HA	25	0,00	3,43
12	13	102	832	700	HP	25	0,05	0,59
13	14	125	130	600	HP	30	0,06	0,54
14	15	129	1.227	600	HP	25	0,02	0,48
15	16	129	2.148	500	FC	25	0,04	0,46
16	17	127	1.484	600	HP	25	0,10	0,42
17	18	118	1.484	600	HP	25	0,05	0,32
18	19	137	589	450	FC	25	0,05	0,27
19	20	137	530	450	FC	25	0,00	0,22
20	22	143	812	500	FC	25	0,15	0,15
20	21	137	236	450	FC	25	0,07	0,07
12	23	127	207	1.600	HA	25	0,03	2,84
23	24	131	540	1.500	HA	25	0,00	2,81
24	25	128	316	350	FC	25	0,04	0,17
25	26	134	259	250	FC	25	0,05	0,13
26	28	136	312	175	FC	25	0,05	0,05
26	27	125	397	200	FC	25	0,03	0,03
24	29	137	415	1.500	HA	25	0,06	2,64
29	30	139	669	1.500	HA	25	0,00	2,58
30	38	138	743	800	HP	25	0,02	0,68

material: HA = hormigón armado con camisa de chapa; HP = hormigón pretensado con camisa de chapa; FC = fibrocemento

Tabla 2.5(b). Características de los tramos de tuberías que componen la red principal del sistema de distribución de Fuente Palmera (figura 2.3)

Nudo inicial	Nudo final	Cota (m)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Material	Timbraje (atm)	Dotación en tomas (m ³ /s)	Caudales acumulados (m ³ /s)
38	39	138	817	800	HP	25	0,03	0,66
39	40	140	225	600	HP	25	0,02	0,63
40	41	141	460	600	HP	20	0,07	0,61
41	42	140	719	400	FC	25	0,05	0,15
42	43	142	531	350	FC	25	0,10	0,10
41	44	140	767	600	HP	20	0,04	0,39
44	45	145	460	600	HP	20	0,00	0,35
45	46	151	322	175	FC	20	0,04	0,04
45	47	146	920	600	HP	20	0,03	0,31
47	48	148	562	600	HP	20	0,06	0,28
48	49	153	770	500	FC	20	0,02	0,22
49	50	154	147	400	FC	20	0,06	0,20
50	51	154	147	400	FC	20	0,04	0,14
51	52	154	182	300	FC	20	0,00	0,10
52	54	154	97	300	FC	20	0,04	0,04
52	53	153	121	300	FC	20	0,06	0,06
30	31	136	815	600	HP	25	0,03	0,44
31	32	139	472	600	HP	25	0,05	0,41
32	33	132	580	500	FC	25	0,03	0,36
33	34	132	107	450	FC	25	0,02	0,33
34	35	132	107	450	FC	25	0,17	0,31
35	36	132	195	350	FC	25	0,08	0,14
36	37	130	159	250	FC	25	0,06	0,06
30	55	142	287	1.500	HA	25	0,02	1,46
55	56	140	693	1.300	HA	25	0,03	1,44
56	57	140	173	1.300	HA	25	0,00	1,41
57	58	136	367	200	FC	25	0,02	0,04
58	59	138	61	125	FC	25	0,02	0,02
57	60	148	780	1.300	HA	25	0,07	1,37
60	61	148	582	1.300	HA	20	0,15	1,30
61	62	143	249	400	FC	25	0,00	0,16
62	63	140	1.045	400	FC	20	0,16	0,16

material: HA = hormigón armado con camisa de chapa; HP = hormigón pretensado con camisa de chapa; FC = fibrocemento

Tabla 2.5(c). Características de los tramos de tuberías que componen la red principal del sistema de distribución de Fuente Palmera (figura 2.3)

Nudo inicial	Nudo final	Cota (m)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Material	Timbraje (atm)	Dotación en tomas (m ³ /s)	Caudales acumulados (m ³ /s)
61	64	148	401	900	HP	20	0,00	0,99
64	65	148	160	175	FC	20	0,03	0,03
64	66	150	401	900	HP	20	0,00	0,96
66	67	153	1.179	900	HP	20	0,00	0,59
67	68	152	257	250	FC	20	0,05	0,07
68	69	152	280	150	FC	20	0,02	0,02
67	70	156	471	900	HP	20	0,04	0,52
70	71	159	604	800	HP	20	0,08	0,48
71	72	160	1.056	800	HP	20	0,03	0,40
72	73	162	352	700	HP	20	0,05	0,37
73	74	162	183	600	HP	20	0,00	0,32
74	75	161	106	175	FC	20	0,03	0,03
74	76	162	183	600	HP	20	0,04	0,29
76	77	163	146	600	HP	20	0,05	0,25
77	78	163	548	600	HP	20	0,00	0,20
78	79	163	366	600	HP	20	0,03	0,20
79	80	162	256	600	HP	20	0,03	0,17
80	81	162	146	600	HP	20	0,00	0,14
81	82	162	914	600	HP	20	0,00	0,14
82	83	162	99	200	FC	20	0,03	0,03
82	84	163	132	450	FC	20	0,03	0,11
84	85	163	88	450	FC	20	0,04	0,08
85	86	159	110	450	FC	20	0,04	0,04
66	87	156	616	800	HP	20	0,04	0,37
87	88	156	205	800	HP	20	0,00	0,33
88	89	140	205	800	HP	20	0,02	0,33
89	90	158	1.027	800	HP	20	0,08	0,31
90	91	159	412	700	HP	20	0,02	0,23
91	92	160	258	700	HP	20	0,03	0,21
92	93	160	575	600	HP	20	0,05	0,18
93	94	168	370	600	HP	20	0,03	0,13
94	95	170	247	600	HP	20	0,04	0,10
95	96	175	369	450	FC	20	0,06	0,06

material: HA = hormigón armado con camisa de chapa; HP = hormigón pretensado con camisa de chapa; FC = fibrocemento

2.3. ALTERNATIVA MEDIA DE CULTIVOS

La evolución de los nueve cultivos de mayor extensión superficial e importancia económica de la zona regable de Fuente Palmera desde la campaña de riegos 1984/85 hasta la 1997/98 se muestran en la figura 2.4.

Los cultivos más importantes en extensión (algodón, girasol y trigo) han experimentado fuertes variaciones superficiales, debido entre otros factores a la disponibilidad de agua y a la rentabilidad del cultivo. En años secos, la superficie de girasol ha tenido un fuerte incremento dadas sus escasas necesidades hídricas y las subvenciones recibidas de la Unión Europea. También ha crecido la superficie de trigo, mientras que la superficie de algodón ha sido nula en algunas campañas. Comportamiento opuesto se presenta en campañas con disponibilidad del recurso agua.

Los cultivos de remolacha, melón-sandía, maíz y sorgo, que ocupan pequeñas extensiones, se han mantenido más constantes que los anteriores, aunque en las últimas campañas las superficies son mínimas e incluso nulas, al ser sustituidos por los cultivos permanentes, los cítricos y el olivar, cuya superficie va experimentando un paulatino incremento, pero que obviamente no están sometidos a grandes variaciones anuales, a excepción de la campaña 1997/98 donde se aprecia un elevado aumento de la superficie de olivar junto con la superficie de maíz.

Para la aplicación del modelo, se propone una alternativa media de cultivos para la zona regable de Fuente Palmera. Ante las fuertes sequías de las campañas 1992/93, 1993/94 y 1994/95, se plantea la inclusión de dichos años para obtener la alternativa media. De este modo, se utiliza el test de Mann-Whitney (Martín y Luna, 1994) para comparar las muestras de las superficies anuales de cada cultivo de las campañas de riego considerando los años con sequía y las muestras que no incluyen dichos años. Los resultados indican que no hay motivos estadísticos para considerar distintas las dos poblaciones comparadas para cada cultivo, ya que no se obtienen diferencias significativas ($P_{\alpha} > 0,05$) entre las muestras (tabla 2.6). Por esto, será igual considerar unas u otras, pero se ha seleccionado la población sin los años muy secos ya que nos consta la poca fiabilidad de los datos en esas campañas (tabla 2.7).

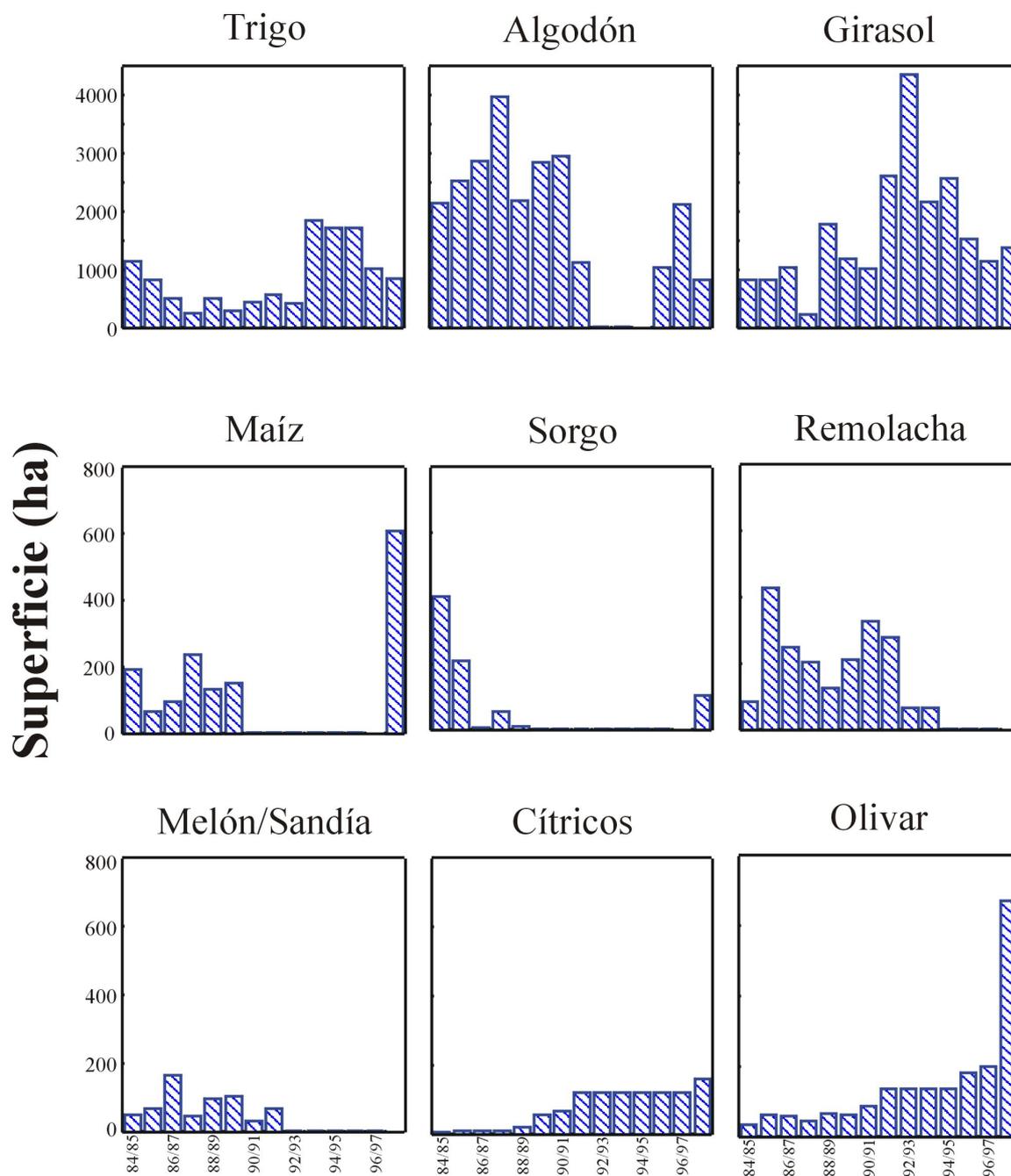


Figura 2.4. Evolución de la superficie de cultivos más sobresalientes de la zona regable de Fuente Palmera desde la campaña 1984/85 hasta la 1997/98

Tabla 2.6. Resultados del test de Mann-Whitney en la comparación de las muestras de las superficies de los cultivos considerando los años con sequía (1984/85 a 1997/98) y sin sequía (1984/85 a 1991/92 y 1995/96 a 1997/98)

CULTIVO	U	P_{α}
Cereales		
Trigo	59	0,7098
Maíz	56	0,5767
Sorgo	56	0,5767
Industriales		
Remolacha	55	0,5351
Algodón	50	0,3522
Girasol	52	0,4201
Hortalizas		
Melón/Sandía	53	0,4568
Perennes		
Cítricos	54,5	0,5149
Olivo	65	1,0000

$U = \text{estadístico}, P_{\alpha} = \text{nivel de significación}$

Tabla 2.7. Alternativa media de cultivos en la zona regable de Fuente Palmera (Período: 1984/85 a 1991/92 y 1995/96 a 1997/98)

CULTIVO	SUPERFICIE MEDIA (%)	DESVIACIÓN TÍPICA (%)
Cereales		
Trigo	14,30	8,30
Maíz	2,61	3,39
Sorgo	1,41	2,52
Industriales		
Remolacha	3,37	2,79
Algodón	43,31	18,68
Girasol	23,78	11,60
Hortalizas		
Melón/Sandía	1,12	0,99
Perennes		
Cítricos	1,23	1,07
Olivo	2,81	3,47

2.4. NECESIDADES DE AGUA DE LA ALTERNATIVA DE CULTIVOS

Se han calculado las necesidades hídricas diarias tomando como base la alternativa media de cultivos expresada en el apartado anterior. En la concreción de dichos valores se va a ignorar el papel del suelo como almacén de agua. En este caso, el contenido de agua en el suelo no varía con el tiempo y tenemos:

$$RN = ET_C - PE \quad (2.2)$$

con **RN** la cantidad de riego neto, **ET_C** la evapotranspiración del cultivo y **PE** la precipitación efectiva.

Esta estrategia, ignora la reserva de agua almacenada en el suelo durante los meses excedentarios de agua, por lo que el suelo estaría, teóricamente, siempre lleno de agua. Presenta la ventaja que este 'colchón' de agua puede absorber la infraestimación que en la diferencia **ET_C - PE** se produce en los años secos (Orgaz y Fereres, 1997).

La evapotranspiración del cultivo se determina como sigue (Doorenbos y Pruitt, 1977):

$$ET_C = k_C ET_0 \quad (2.3)$$

donde **ET₀** es la evapotranspiración de referencia que cuantifica la demanda evaporativa de la atmósfera y **k_C** es el coeficiente de cultivo que incluye los efectos propios del cultivo como pueden ser el área foliar, la altura, el porcentaje de suelo cubierto, etc.

ET₀ corresponde a la evapotranspiración de una pradera de gramíneas con una altura entre 8 a 10 cm que crece sin limitaciones de agua y nutrientes en el suelo y sin incidencias de plagas y/o enfermedades. Su cálculo para una determinada zona puede realizarse a partir de datos climáticos empleando fórmulas empíricas. **k_C** expresa la relación entre la evapotranspiración de un cultivo que cubre completamente el suelo y **ET₀**, y debe ser determinado experimentalmente.

Parte del agua de lluvia se pierde por escorrentía. Solamente una fracción de la misma, denominada efectiva, se infiltra y queda almacenada en el suelo a disposición del cultivo. La precipitación efectiva (PE) es función de la intensidad de la lluvia y de las características del suelo que afectan a la velocidad de infiltración. La mayor parte de los métodos propuestos para su estimación requieren información de la que normalmente se carece en condiciones semejantes a las de este estudio. A efectos operativos de programación de riegos, **PE** suele estimarse como una fracción de la precipitación total (Smith, 1993). Esta fracción, que dependerá en cada caso del tipo de suelo, su pendiente, las prácticas de laboreo, la intensidad de la lluvia y el estado previo de humedad del suelo, puede variar entre el 90% para un suelo arenoso, seco y labrado si la lluvia es poco intensa, hasta menos del 50% en suelos arcillosos y húmedos en pendiente cuando la precipitación es intensa. Valores medios en torno al 70% parecen adecuados para ambientes similares a los de este trabajo (Orgaz y Fereres, 1997).

2.4.1. Datos climáticos

Se han utilizado datos climáticos pertenecientes a la estación meteorológica de Córdoba (Aeropuerto), ya que se trata de una estación completa que ha sido frecuentemente utilizada en estudios de caracterización climática del valle del Guadalquivir, en el que se asienta la zona regable de Fuente Palmera. En estos trabajos, se ha contrastado la bondad de esta información, por contraposición con otras estaciones de menor orden (Alcaide, 1986; Artacho, 1991). La homogeneidad climática del valle del Guadalquivir hace que los datos puedan ser extrapolados espacialmente sin que se cometan errores apreciables (Artacho, 1991; Moreno, 1996).

Las series de temperaturas diarias (máximas, mínimas y medias) corresponden al período 1961-1996 y las series de precipitación diaria al período 1953-1996. La distribución mensual de la temperatura media y de la precipitación se muestran en la figura 2.5. La precipitación se concentra de otoño a primavera, siendo el verano muy seco. Asimismo, es destacable la gran variabilidad de la precipitación mensual, como así muestra el análisis de la varianza (ANOVA: $F = 14,26141$; $P_\alpha < 0,001$). También se encuentran diferencias significativas entre las temperaturas medias mensuales (ANOVA: $F = 754,2789$; $P_\alpha < 0,001$).

2.4.2. Determinación de la evapotranspiración de referencia (ET_0)

Para el cálculo de la demanda evaporativa de la atmósfera se ha utilizado la expresión de Hargreaves (Hargreaves y Samani, 1985; Hargreaves y col., 1985), que ha dado muy buenos resultados cuando ha sido evaluada en el valle del Guadalquivir (Mantovani y col., 1992; Mantovani, 1993). Asimismo, Amatya y col. (1995) indican la bondad del método de Hargreaves en zonas con características climáticas semejantes al valle del Guadalquivir y demuestran la fiabilidad de las estimaciones con dicho método cuando los datos climáticos pertenecen a estaciones meteorológicas cercanas pero no localizadas en la zona regable en estudio.

La expresión de Hargreaves sólo requiere datos de temperatura, e incluye el término de la amplitud de la temperatura relacionado con el grado de nubosidad y con la humedad (Jensen y col., 1990):

$$ET_0 = 0,0023 R_a (T_m + 17,8) (T_{\max} - T_{\min})^{\frac{1}{2}} \quad (2.4)$$

donde ET_0 es la evapotranspiración de referencia en mm/día; T_{\max} , T_{\min} y T_m son las temperaturas (°C) máximas, mínimas y medias durante el período diario considerado; y R_a es la radiación extraterrestre, expresada en mm/día, que sólo depende de la latitud ($\phi = 38^\circ$ N para Córdoba) y de la época del año (Duffie y Beckman, 1980):

$$R_a = 15,3 [\text{sen}(\phi) \text{sen}(\delta) \omega_s + \text{cos}(\phi) \text{cos}(\delta) \text{sen}(\omega_s)] \quad (2.5)$$

donde δ y ω_s son la declinación y el ángulo solar, respectivamente, que son estimados en

grados como:

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left[\frac{72 (284 + J)}{73} \right] \quad (2.6)$$

$$\omega_s = \arccos[-\tan(\phi) \tan(\delta)] \quad (2.7)$$

siendo **J** el día del año (1 de enero = 1 y 31 de diciembre = 365).

La ecuación (2.4) se ha aplicado para cada día de cada uno de los años de las series de temperaturas, y con estos valores se ha obtenido **ET₀** diaria media (figura 2.6).

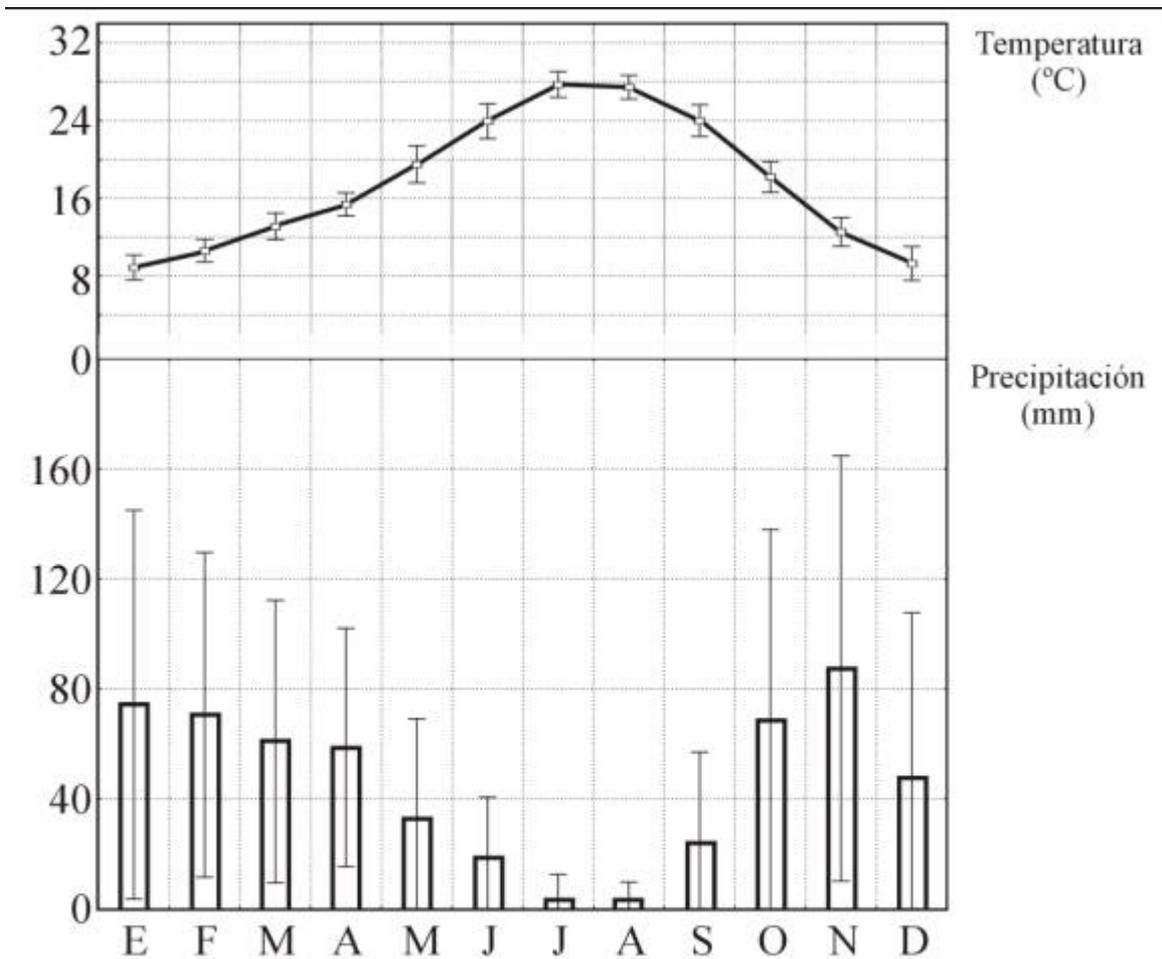


Figura 2.5. Distribución mensual de la temperatura media (1961-1996) y de la precipitación (1953-1996) en la estación meteorológica de Córdoba (Aeropuerto). Se representan los valores medios con sus desviaciones típicas

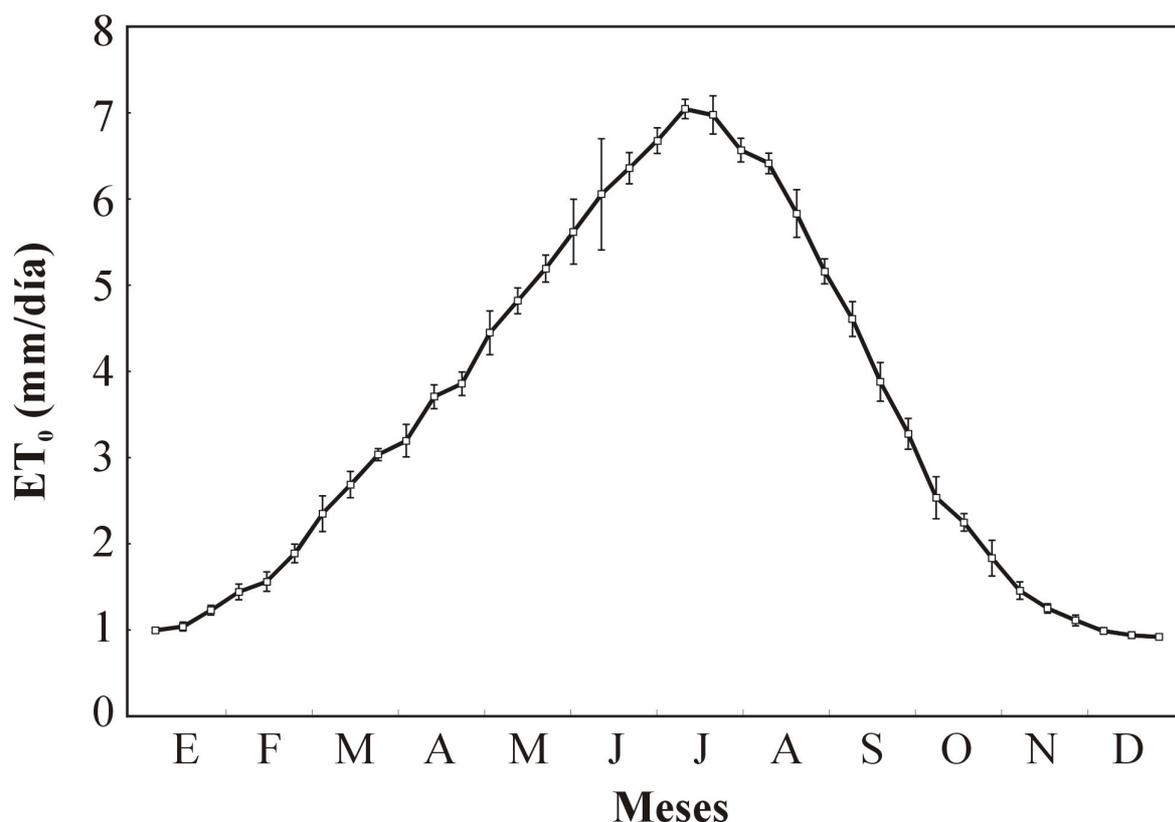


Figura 2.6. Distribución de la evapotranspiración de referencia diaria media determinada a partir de la expresión de Hargreaves (ecuación (2.4)). Se representan las medias decenales con sus desviaciones típicas

2.4.3. Coeficientes de cultivo (k_C)

El método utilizado para la estimación del k_C es el propuesto por la FAO (Doorenbos y Pruitt, 1977), que requiere conocer la duración de las distintas etapas de crecimiento del cultivo (inicial **A**, desarrollo **B**, medio **C** y final o cosecha **D**) y el valor de k_C en la etapa inicial, media y de cosecha. Los valores para la etapa de desarrollo del cultivo se interpolan. En la tabla 2.8 se muestran las duraciones de las etapas de crecimiento, los factores k_C y las fechas de plantación o de siembra de los cultivos que componen la alternativa media, excepto los coeficientes k_C del olivo que se relacionan en la tabla 2.9.

Tabla 2.8. Duración de las etapas de crecimiento (A: inicial; B: desarrollo; C: medio; D: final o cosecha), los factores k_C y las fechas de plantación o de siembra de los cultivos que componen la alternativa media

Cultivos	Duración etapas de crecimiento (días)				k_C			Día de siembra o plantación
	A	B	C	D	A	C	D	
Trigo	60	45	60	45	0,25	1,21	0,10	336
Maíz	30	30	60	30	0,20	1,18	0,45	106
Sorgo	20	35	40	30	0,35	1,10	0,50	136
Remolacha	90	75	45	60	0,28	1,18	1,00	306
Algodón	45	30	45	45	0,20	1,17	0,50	106
Girasol	45	30	30	45	0,25	1,10	0,20	61
Melón/Sandía	30	30	45	30	0,18	1,10	0,10	75
Cítricos					0,65	0,65	0,65	

Fuente: Instituto de Agricultura Sostenible (Córdoba); Comunidad de Regantes de Fuente Palmera, 1984-1998; Guerrero, 1992; Roldán y col., 1993; Smith, 1993; Reca, 1997; Berengena, 1998

Tabla 2.9. Coeficientes de cultivo del olivo

Mes	k_C
enero, febrero, marzo	0,65
abril	0,60
mayo, junio	0,55
julio, agosto	0,50
septiembre	0,55
octubre	0,60
noviembre, diciembre	0,65

Fuente: Orgaz y Fereres, 1997; Berengena, 1998

2.4.4. Necesidades de agua del sistema de riego

Conocidos ET_0 diaria media (apartado 2.4.2) y k_c de cada cultivo (apartado 2.4.3), se determina ET_C para cada cultivo con la ecuación (2.3), a la cual se le resta PE (70% de la precipitación diaria media), obteniéndose así las necesidades de agua de cada uno de los cultivos que constituyen la alternativa media. La suma de estas necesidades diarias se ponderan con la superficie que cubre cada cultivo (tabla 2.7) para obtener las necesidades del perímetro de riego (figura 2.7). Esto supone unas necesidades netas en el mes de máximo consumo de 153 mm de agua, correspondientes al mes de julio. Las necesidades hídricas totales para dicha alternativa media son de 476 mm, obtenidas al sumar la lámina a suministrar para cada día de la campaña de riegos.

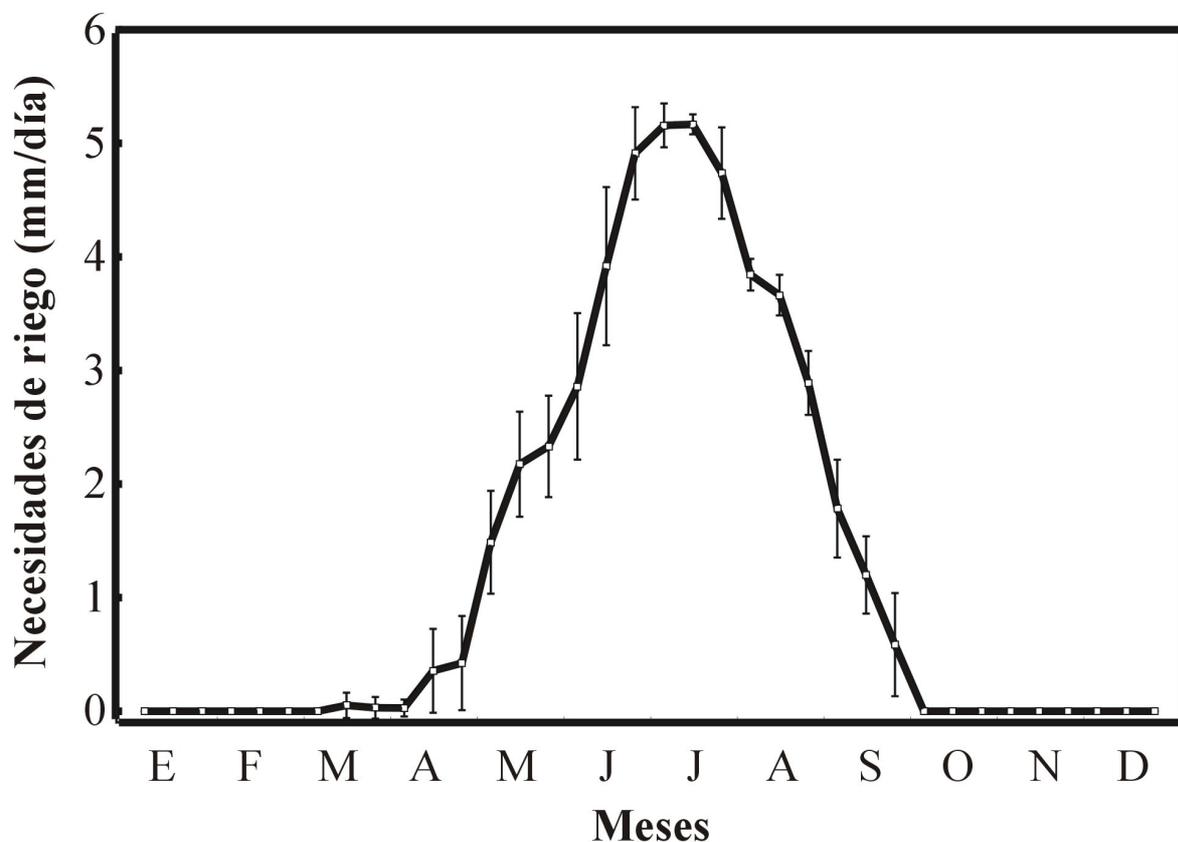


Figura 2.7. Necesidades de riego de la alternativa media de cultivos de la zona regable. Se representan las medias decenales con sus desviaciones típicas

2.5. EXPLOTACIÓN DEL AGUA DE RIEGO

Según las ordenanzas de la CR de Fuente Palmera los regantes deben contribuir al mantenimiento de los gastos ordinarios de la comunidad mediante una fórmula binómica. El primer sumando son los costes fijos asociados a cada hectárea de la zona regable, es decir, con posibilidad de regar, independientemente de que se riegue o no. Comprende los gastos generales de conservación, reparaciones y mantenimiento (incluyendo el coste del personal encargado de las obras específicas), el canon de regulación y la cuota de potencia de la energía contratada. Se trata de unos gastos independientes del consumo de agua. El segundo sumando son los costes variables, función del consumo efectivo de agua por parte de cada regante, estableciéndose una relación entre cada metro cúbico y el coste energético que ha supuesto llevarlo hasta el aspersor teniendo en cuenta la tarifa eléctrica vigente en cada momento de funcionamiento de la instalación (Roldán y col., 1997). En la tabla 2.10 figura el desglose de los diferentes conceptos pagados por hectárea regada por el agricultor, así como el precio medio del metro cúbico elevado.

Tabla 2.10. Cuotas por superficie regada en la CR de Fuente Palmera

Campaña	Coste fijo (pta/ha)	Coste variable por energía (pta/ha)	Coste total por ha regada (pta/ha)	Volumen usado por ha regada (m ³ /ha)	Coste unitario en superficie regada (pta/m ³)
1984/85	8.800	17.992	26.792	4.275	6,27
1985/86	11.900	19.653	31.553	3.855	8,19
1986/87	12.694	20.804	33.498	3.988	8,40
1987/88	12.694	25.787	38.481	4.590	8,38
1988/89	12.694	25.464	38.158	4.469	8,54
1989/90	14.000	24.143	38.143	4.148	9,19
1990/91	14.000	24.246	38.246	4.243	9,01
1991/92	16.000	14.260	30.260	1.714	17,65
1992/93*	6.000	0	6.000	0	---
1993/94*	17.000	2.980	19.980	298	66,98
1994/95*	20.278	0	20.278	0	---
1995/96	28.000	18.000	46.000	1.984	23,19
1996/97	29.004	18.000	47.004	2.224	21,13
1997/98	30.000	11.803	41.803	1.875	22,29

* período de sequía

Fuente: elaboración propia a partir de las memorias de la CR de Fuente Palmera

En la tabla 2.11 se muestra la distribución horaria (valle, llano y punta de tarifa eléctrica) de los usos de agua. Es relevante destacar como el uso del agua en estos períodos de discriminación horaria se mantiene prácticamente constante, incluso en los años de escasa concesión (por ejemplo, las campañas 1988/89 y 1991/92, tabla 2.2), cuando cabría esperar que aumentara el uso de las horas bonificadas. Lógicamente este uso estará limitado por el diseño de la red de distribución existente (diámetro de tuberías y tamaño de los grupos de bombeo).

Tabla 2.11. *Distribución horaria de los usos de agua en la zona regable de Fuente Palmera*

Campaña	Usos del agua (m ³)			Fracción sobre el total de agua usada		
	Horas valle	Horas llano	Horas punta	Horas valle	Horas llano	Horas punta
1984/85	8.957.486	12.090.904	671.606	0,41	0,56	0,03
1985/86	9.089.528	10.183.545	649.929	0,46	0,51	0,03
1986/87	8.290.407	11.518.604	787.988	0,40	0,56	0,04
1987/88	8.809.511	13.104.957	1.614.532	0,37	0,56	0,07
1988/89	5.259.803	5.709.404	204.792	0,47	0,52	0,01
1989/90	9.233.736	11.840.265	305.996	0,43	0,55	0,02
1990/91	9.492.427	12.037.898	508.676	0,43	0,55	0,02
1991/92	3.612.951	5.129.941	161.109	0,40	0,58	0,02

Fuente: elaboración propia a partir de las memorias de la CR de Fuente Palmera (no se dispone de los datos de las campañas siguientes)

Los ingresos obtenidos por los socios de la CR provienen de la venta de los productos agrarios. La evolución de los ingresos y los costes de explotación durante algunas de las campañas de riego queda reflejado en las tablas 2.12(a) y 2.12(b). Los ingresos y los costes medios de cada cultivo se ponderan con la superficie que cubre cada uno (tabla 2.7) para obtener los ingresos y los costes medios de la zona regable. De esta forma si de los ingresos medios (I) se deducen los costes medios de explotación (C) y el beneficio empresarial (B) (el propietario de la tierra es acreedor a un beneficio por su actividad de empresario), la diferencia que resulta es la renta calculada media (R) de la zona (Caballer, 1998):

$$B + R = I - C \quad (2.8)$$

Para separar la renta del beneficio empresarial ($B + R = 110.000$ pta/ha), se estima la renta de la tierra como el 40% del margen, correspondiendo al beneficio el 60% restante (Guadalajara, 1996), con lo que se obtiene una renta media de la tierra de 44.000 pta/ha. Valor semejante a los obtenidos por Cañas y col. (1994) en la valoración de tierras en las campiñas de la provincia de Córdoba mediante el método de la distribución triangular.

Tabla 2.12(a). Evolución de los ingresos y costes en pta/ha de los principales cultivos de la CR de Fuente Palmera

	Campaña							
	1989/90		1990/91		1991/92		1992/93	
	Ingreso	Coste	Ingreso	Coste	Ingreso	Coste	Ingreso	Coste
Trigo	143.000	125.614	182.000	94.000	152.500	99.094	128.722	85.156
Maíz	291.500	236.836	0	0	0	0	0	0
Sorgo	172.500	169.845	0	0	0	0	0	0
Remolacha	400.000	331.341	412.000	326.000	401.000	332.479	442.500	316.549
Algodón	406.800	318.917	448.000	287.000	330.750	264.630	0	0
Girasol	150.800	117.417	158.000	118.000	196.900	120.013	200.452	93.706
Melón-sandía	450.000	344.552	1.100.000	376.000	400.000	395.177	0	0
Cítricos	560.000	414.835	875.000	448.000	600.000	456.511	136.000	180.000
Olivo	306.000	219.245	378.000	246.000	390.625	251.313	0	60.000

Fuente: elaboración propia a partir de las memorias de la CR de Fuente Palmera

Tabla 2.12(b). Evolución de los ingresos y costes en pta/ha de los principales cultivos de la CR de Fuente Palmera

	Campaña									
	1993/94		1994/95		1995/96		1996/97		1997/98	
	Ingreso	Coste	Ingreso	Coste	Ingreso	Coste	Ingreso	Coste	Ingreso	Coste
Trigo	177.088	111.802	129.500	93.732	217.500	126.150	168.080	128.673	174.664	124.598
Maíz	0	0	0	0	0	0	0	0	331.430	270.550
Sorgo	0	0	0	0	0	0	0	0	216.540	151.984
Remolacha	308.000	284.857	0	0	0	0	0	0	0	0
Algodón	0	0	0	0	760.500	332.300	368.200	295.596	480.000	314.421
Girasol	210.374	122.901	114.881	105.432	174.000	118.130	187.125	120.492	167.801	120.189
Melón-sandía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cítricos	336.000	339.230	504.000	420.054	900.000	635.625	1.200.000	648.338	1.120.000	681.690
Olivo	475.000	264.980	0	60.000	525.000	199.360	592.200	223.747	330.000	246.800

Fuente: elaboración propia a partir de las memorias de la CR de Fuente Palmera

2.6. BIBLIOGRAFÍA

Alcaide, M. 1986. *Análisis estacional y regional de la precipitación en el valle del Guadalquivir*. Tesis Doctoral. Universidad de Córdoba.

Amatya, D.M.; R.W. Skaggs y J.D. Gregory. 1995. Comparison of methods for estimating

- REF-ET. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 121: 427-435.
- Artacho, C. 1991. *Caracterización estocástica de las principales variables meteorológicas que influyen en la evapotranspiración*. Tesis Doctoral. Universidad de Córdoba.
- Berengena, J. 1998. Evapotranspiración de los cultivos. *Agricultura sostenible: gestión del agua en la agricultura de zonas semiáridas*. CIHEAM, IAMZ e ICARDA, 4.
- Caballer, V. 1998. *Valoración agraria. Teoría y práctica*. Mundi-Prensa, 4ª ed., 600 pp.
- Cañas, J.A.; J. Domingo y J.A. Martínez. 1994. Valoración de tierras en las campiñas y la Subbética de la provincia de Córdoba por el método de las funciones de distribución. *Investigación Agraria Economía*, 9: 447-467.
- Centro de Edafología y Biología aplicada del Cuarto. 1980. *Estudio edafológico de la zona regable de Fuente Palmera (Córdoba)*. Cortijo de Cuarto, Sevilla, 101 pp.
- Comunidad de regantes de Fuente Palmera. 1984-1998. Memorias de las campañas de riego desde 1984/85 hasta 1997/98.
- Doorenbos, J. y W.O. Pruitt. 1977. *Las necesidades de agua de los cultivos*. Estudio FAO: Riego y Drenaje, 24. Roma.
- Duffie, J.A. y W.A. Beckman. 1980. *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley and Sons, New York, 1-109.
- Granados, A. 1990. Cálculo de caudales. *Infraestructura de regadíos. Redes colectivas de riego a presión*. E.T.S. de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Madrid, 4: 65-86.
- Guadalajara, N. 1996. *Valoración agraria. Casos prácticos*. Mundi-Prensa, 2ª ed., 337 pp.
- Guerrero, A. 1992. *Cultivos herbáceos extensivos*. Mundi-Prensa, 779 pp.
- Hargreaves, G.H. y Z.A. Samani. 1985. Reference crop evapotranspiration from temperature. *Applied Engrg. in Agric.*, 1: 96-99.
- Hargreaves, G.L.; G.H. Hargreaves y J.P. Riley. 1985. Agric. benefits for Senegal River Basin. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 111: 113-114.
- Haro, J.V. 1991. *Las comunidades de regantes: régimen jurídico, estructura organizativa y funciones. Los casos de las comunidades del Pantano del Guadalmellato y de Fuente Palmera*. Trabajo Profesional Fin de Carrera. Universidad de Córdoba.
- Jensen, M.E.; R.D. Burman y R.G. Allen. 1990. *Evapotranspiration and irrigation water requirements*. ASCE Manual and Rep. on Engrg. Pract., nº 70. ASCE, New York, N.Y., 332 pp.

- López, J. y N. Rodríguez. 1997. La gestión empresarial del agua. *La economía del agua en España*. J.M. Naredo (ed.), Fundación Argentaria, 227-233.
- Mantovani, C.E. 1993. *Desarrollo y evaluación de modelos para el manejo del riego: estimación de la evapotranspiración y efectos de la uniformidad de aplicación del riego sobre la producción de los cultivos*. Tesis Doctoral. Universidad de Córdoba.
- Mantovani, C.E.; F. Villalobos; F. Orgaz; J. Berengena y E. Fereres. 1992. A comparison of methods to calculate evapotranspiration of fields crops. *Second Congress European Society for Agronomy*. Warwicks, Reino Unido. Agosto, 1992.
- Martín, A. y J.D. Luna. 1994. Tests de homogeneidad con dos muestras. *Bioestadística para las Ciencias de la Salud*, VIII: 235-296.
- Moreno, F. 1996. *Regionalización de parámetros de modelos estocásticos de precipitación diaria*. Trabajo Profesional Fin de Carrera. Universidad de Córdoba.
- Orgaz, F. y E. Fereres. 1997. Riego. *El cultivo del olivo*. Mundi-Prensa y Junta de Andalucía, 10: 251-272.
- Reca, J. 1997. *Mejora de la eficiencia del uso del agua dentro de un plan de modernización de los regadíos andaluces*. Tesis Doctoral. Universidad de Córdoba.
- Roldán, J.; J. Reca y A. Losada. 1997. Uso del agua de riego en el valle del Guadalquivir: zonas del Bembézar y Fuente Palmera. *La gestión del agua de riego*. López-Gálvez, J. y J. M. Naredo (eds.), Fundación Argentaria, 99-138.
- Roldán, J.; J.V. Giráldez; M. Alcaide; E. Camacho; R. López-Luque; J. Reca y M. Benlloch. 1993. *Estudio de viabilidad de la transformación en riego de la zona del río Corbones en la provincia de Sevilla*. Departamento de Agronomía. Universidad de Córdoba.
- Romero, J.J. 1975. *Análisis de las potencialidades agrícolas de la zona de Fuente Palmera en la provincia de Córdoba*. Escuela Superior de Técnica Empresarial Agrícola, Instituto de Desarrollo Regional, Tomo I, 300 pp.
- Smith, M. 1993. *CROPWAT. Programa de ordenador para planificar y manejar el riego*. Estudio FAO: Riego y Drenaje, 46. Roma.

ANEXO 2.I. GLOSARIO

B:	Beneficio empresarial
C:	Costes
CHG:	Confederación Hidrográfica del Guadalquivir
CR:	Comunidad de Regantes
d_i :	Dotación de la toma i
ET_0 :	Evapotranspiración de referencia
ET_C :	Evapotranspiración del cultivo
F:	Estadístico del análisis de la varianza (ANOVA)
FC:	Fibroceso
GL:	Grado de libertad
HA:	Hormigón armado con camisa de chapa
HP:	Hormigón pretensado con camisa de chapa
I:	Ingresos
J:	Día del año
k_C :	Coeficiente de cultivo
P_α :	Nivel de significación
PE:	Precipitación efectiva
q:	Caudal ficticio continuo bruto
R:	Renta de la tierra
R_a :	Radiación extraterrestre
RN:	Riego neto
S_i :	Superficie asociada a la toma i
T_m :	Temperatura media
T_{max} :	Temperatura máxima
T_{min} :	Temperatura mínima
U:	Estadístico del test de Mann-Whitney
ϕ :	Latitud
δ :	Declinación solar
ω_s :	Ángulo solar

CAPÍTULO 3

CARACTERIZACIÓN ESTACIONAL Y HORARIA DE LA DEMANDA EN UN SISTEMA DE IMPULSIÓN DE AGUA PARA RIEGO

3.1. Introducción

3.2. Material y métodos

3.2.1. Caracterización de la demanda horaria de agua a partir de registros históricos

3.2.2. Simulación de los caudales y alturas piezométricas demandados en una red de distribución de agua para riego a la demanda

3.3. Resultados

3.3.1. Patrón de demanda horaria de la zona regable de Fuente Palmera

3.3.2. Demanda horaria de agua de la zona regable de Fuente Palmera

3.3.3. Funciones de demanda (caudales y alturas piezométricas simulados) en el punto de acometida de la red de distribución

3.4. Discusión

3.5. Bibliografía

Anexo 3.I. Glosario

CAPÍTULO 3. CARACTERIZACIÓN ESTACIONAL Y HORARIA DE LA DEMANDA EN UN SISTEMA DE IMPULSIÓN DE AGUA PARA RIEGO

3.1. INTRODUCCIÓN

El diseño y la gestión de cualquier sistema de impulsión y de almacenamiento de agua para riego requieren conocer con la mayor exactitud posible la demanda. En el establecimiento del sistema de riego, las condiciones climáticas y las características de los cultivos determinarán las cantidades específicas de agua que son necesarias aplicar durante la campaña de riegos, siendo imprescindible el conocimiento de la distribución temporal de la demanda para determinar los caudales máximos, básicos cuando se diseña una red de distribución, ya que éstos condicionan la potencia del bombeo, el número de grupos motor-bomba, la capacidad del depósito o balsa, el diámetro de las conducciones, etc.

En una red que esté en funcionamiento, si se cuenta con datos históricos de volúmenes impulsados se puede realizar un análisis para predecir la evolución de las dotaciones y de la demanda total. Asimismo, si se cuenta con datos de registros de caudales impulsados a lo largo del día, se puede disponer de las curvas de modulación horaria y estacional de la demanda de toda la red de distribución o de sectores de la misma (García-Serra y Sanz, 1992), es decir, de un conjunto de coeficientes que representen la proporción de la demanda de cada hora respecto a la media horaria. Con este patrón de demanda se podrá establecer una planificación diaria e incluso horaria de la operación del sistema de impulsión con la generación de las estrategias de explotación óptimas que originen el mínimo coste, manteniendo siempre la calidad de servicio (Saporta y Muñoz, 1994). Para el diseño de nuevas redes de distribución se pueden contrastar los datos con los referentes a otros suministros de similares características (alternativa de cultivos y condiciones climáticas).

Según la naturaleza de la demanda de agua de riego, se pueden considerar dos tipos de sistemas: deterministas y aleatorios. Los primeros son los sistemas de riego por turnos establecidos, en los que se puede conocer con precisión la demanda, ya que los agricultores reciben el agua a una hora fijada previamente y con un caudal establecido. Los caudales circulantes por cada tramo de tubería están perfectamente definidos sin más que ir acumulando los consumos de todos los nudos agua abajo de la arteria en estudio, en las condiciones más desfavorables.

En los sistemas aleatorios o sistemas de riego a la demanda, cualquier usuario puede disponer en cualquier hora de la jornada de riego de un cierto caudal sin más que abrir la toma de su parcela. El agricultor no tiene más limitaciones para el uso del agua que las impuestas por su propia boca (umbrales máximos de caudal y presión disponible). De este modo los caudales de estos sistemas de impulsión son una función aleatoria, ya que no es conocido en

cada instante el número de tomas abiertas ni el caudal que se deriva por ellas.

El problema de la caracterización de la demanda en redes urbanas, lógicamente sistemas aleatorios, ha sido objeto de un importante desarrollo en los últimos años, trabajándose en dos direcciones bien diferenciadas: a) correlación entre datos de demandas y factores demográficos y ambientales (Rüfenacht y Guibentif, 1997) y b) autocorrelación de los propios datos de demandas considerados como serie temporal estocástica. La primera metodología es poco usual, dado que recoger los datos referentes a factores considerados determinantes es igual o si cabe más complicado que recoger los propios datos de consumo. Asimismo la inclusión de estos factores, como la temperatura, se contempla de forma implícita a través de las observaciones de la demanda (Saporta y Muñoz, 1994). Dentro de la modelación estocástica de la demanda cabe destacar dos tendencias básicas. Por un lado, el uso de extensiones del filtro de Kalman que presenta ventajas por su simplicidad y velocidad de respuesta en sistemas de control en tiempo real (Coulbeck y col., 1985), pero tiene el inconveniente de requerir un elevado número de estimaciones. La segunda tendencia consiste en la aplicación de la metodología de Box-Jenkins para el análisis de series temporales (Chen, 1988; Jowitt y Xu, 1992; Shvartser y col., 1993; Nel y Haarhoff, 1996; Molino y col., 1996) que han demostrado dar muy buenos resultados cuando se dispone de un conjunto adecuado de datos previos fiables. Para demandas que presenten una variación lenta y gradual de su valor medio, con curvas de modulación regulares, la estimación suele consistir simplemente en trasladar los valores equivalentes de un día, semana o mes anterior (Pérez-García, 1996; Miguel y col., 1998).

En sistemas de riego, la problemática ha sido estudiada considerando junto con los datos registrados de demanda, las condiciones ambientales, el ciclo de crecimiento de los cultivos y las prácticas culturales. Mizyed y col. (1991) estiman las demandas mensuales en una zona regable de Sri Lanka mediante el modelo MAR(1) de análisis de series temporales. Las demandas diarias de una red de distribución para el riego del arroz son determinadas por Saruwatari y Yomota (1995), mediante la aplicación de lógica borrosa lo que permite utilizar fácilmente el conocimiento y la experiencia de los gestores de la zona. Knox y col. (1997) aportan mapas de los requerimientos netos anuales del agua de riego de los principales cultivos regados en Inglaterra y Gales, obtenidos mediante un sistema de información geográfico (SIG).

La determinación de la demanda horaria en sistemas de riego, conlleva como principal problema la falta de información (Botes y col., 1996). De este modo, Mehta y Goto (1992) toman un patrón de demanda horaria típico de las zonas regables de Tailandia de Ezaki y Komamura (1989), y a partir de éste generan diversos modelos para determinar la capacidad de los embalses para riego y sus esquemas de operación. Este mismo problema se ha planteado en este trabajo, ya que pocas son las zonas regables del valle del Guadalquivir que cuentan con información detallada de la evolución de la demanda horaria durante toda la campaña de riegos. En la zona regable de Fuente Palmera se dispone de dichos datos horarios sólo en algunos ciclos de funcionamiento, lo cual dificulta la aplicación de métodos de análisis de series temporales (Nel y Haarhoff, 1996), pero permite la determinación de

patrones de demanda horaria en función del período de la temporada de riegos.

De este modo, se va a aplicar un análisis de ‘clusters’, método estadístico multivariante de clasificación automática de datos. A partir de una tabla de casos-variables, se clasifican los casos en grupos homogéneos, conglomerados o ‘clusters’, no conocidos de antemano pero sugeridos por la propia esencia de los datos, de manera que individuos que puedan ser considerados similares sean asignados a un mismo grupo, mientras que individuos diferentes (disimilares) se localicen en grupos distintos (Webster y Oliver, 1990).

El enorme campo de aplicación de este análisis multivariante en numerosas disciplinas, que se inició con la clasificación de las especies biológicas (Rubin, 1967; Escribano y col., 1998; Ungaro y col., 1998), ha propiciado su diversificación, usándose en la clasificación de suelos (McBratney y Webster, 1981; Oliver y Webster, 1987), en la caracterización climática (Coronato y Bisigato, 1998; Davis y col., 1998), en estudios de calidad de aguas (Boyer y col., 1997; Caselli y col., 1998; Shukla y col., 2000), en la determinación de patrones estacionales del régimen de caudales de un río (Krasovskaia, 1997), etc.

En redes de distribución a la demanda en las que no se conocen datos históricos de volúmenes impulsados, se suelen usar métodos estadísticos para calcular los caudales circulantes, que permiten eliminar todas aquellas combinaciones de consumo de muy pequeña probabilidad de ocurrencia. Así, Clément (1966) y Clément y Galand (1979) definen una distribución binomial para describir la probabilidad de que un número determinado de tomas estén abiertas. Mavropoulos (1997) propone una distribución Weibull para la aleatoriedad de los caudales circulantes y una distribución exponencial para definir el tiempo entre dos demandas consecutivas. Esta metodología ha sido comparada con la de Clément por Camacho y col. (1998), comprobando que da mejores resultados cuando el número de tomas a alimentar es pequeño. Los datos de base para estos cálculos se denominan parámetros de riego y determinan las condiciones en que se verifica el suministro (caudal ficticio continuo, dotación, grado de libertad, rendimiento de la red y garantía de suministro) (Granados, 1990).

Entre todas las fórmulas estadísticas propuestas, la que ha alcanzado un uso generalizado es la de René Clément, que asume que cada toma posee una probabilidad instantánea de funcionamiento que depende de las necesidades hídricas del cultivo que abastece y de la capacidad de abastecimiento de la red. López-Luque y col. (1995) caracterizan los caudales demandados a partir de las hipótesis de Clément teniendo en cuenta la evolución temporal de las necesidades en una campaña de riegos. No obstante, esta metodología presupone que todas las horas de la jornada de riego son igualmente probables, condiciones que no se verifican en la práctica del riego. En redes de riego a la demanda en cultivos intensivos de invernadero del sudeste español, Martínez y col. (1999) han comprobado que la concentración de las operaciones de riego en algunas horas obedece principalmente a razones de carácter agronómico, y a partir de estos datos, Reca y col. (1999) han desarrollado un modelo, también basado en las hipótesis de Clément, para tener en cuenta la evolución estacional y diaria del caudal demandado. Por otra parte, en aquellos regadíos a la demanda donde el coste energético tiene un valor importante, los regantes conocen la

discriminación horaria de las tarifas eléctricas.

Así pues, en este capítulo se va a presentar una metodología para caracterizar la distribución de los caudales y alturas piezométricas demandados a lo largo del día y a lo largo del año por un sistema de impulsión. Para ello se modifican las hipótesis de Clément, asumiendo que cada toma posee una probabilidad instantánea de funcionamiento que no sólo depende de las necesidades hídricas del cultivo que abastece y de la capacidad de abastecimiento de la red, sino también del período tarifario de energía eléctrica al que se haga referencia (horas valle, llano y punta).

El objetivo específico que se pretende cubrir en este capítulo es la caracterización estacional (a lo largo de la campaña de riegos) y horaria (según períodos de discriminación horaria de las tarifas eléctricas) de los caudales demandados en redes de distribución de agua para riego a la demanda. Asimismo, se plantean dos posibilidades: disponer de registros históricos de demandas horarias a lo largo de un determinado número de ciclos de funcionamiento o de no disponer de estos datos.

3.2. MATERIAL Y MÉTODOS

3.2.1. Caracterización de la demanda horaria de agua a partir de registros históricos

De la zona regable de Fuente Palmera se dispone de registros horarios del caudal impulsado por la estación de puesta en carga de la red de distribución a lo largo de una serie de ciclos de funcionamiento durante los años 1988, 1989, 1990, 1991, 1992, 1996 y 1997. Estos datos se registran gráficamente en bandas de papel continuo en la zona regable. Para su posterior tratamiento, se ha procedido a la digitalización de dichas curvas y se han transformado los puntos obtenidos a ficheros de texto. En la figura 3.1 se presenta, a título de ejemplo, las curvas de evolución diaria del caudal impulsado en los días 13 y 14 de julio de 1996.

De las evoluciones horarias de los caudales impulsados a la red de distribución, se pretende obtener la *curva o las curvas de modulación horaria de la demanda de agua de la red de distribución*. Para ello se aplica un ‘análisis no jerárquico de clusters’, método estadístico multivariante de clasificación automática de datos, para determinar los posibles patrones estándares de demanda de la zona regable. A partir de los datos horarios de caudales disponibles, se trata de situar los días en grupos homogéneos o ‘clusters’, de manera que las demandas horarias a lo largo de un día que puedan ser consideradas similares sean asignadas a un mismo grupo, mientras que evoluciones diferentes de la demanda horaria se localicen en grupos distintos. El algoritmo de clasificación no jerárquico que se utiliza es el de las K-medias (Carrasco y Hernán, 1993) que se basa en hacer mínima la varianza residual (varianza dentro de los grupos formados), lo que es equivalente a conseguir que sea mínima la suma de distancias al cuadrado desde los casos a la media del ‘cluster’ al que van a ser asignados. Este procedimiento configura los grupos maximizando, a su vez, la distancia entre sus centros de gravedad (como la varianza total es fija, minimizar la residual hace máxima la factorial o inter-grupos).

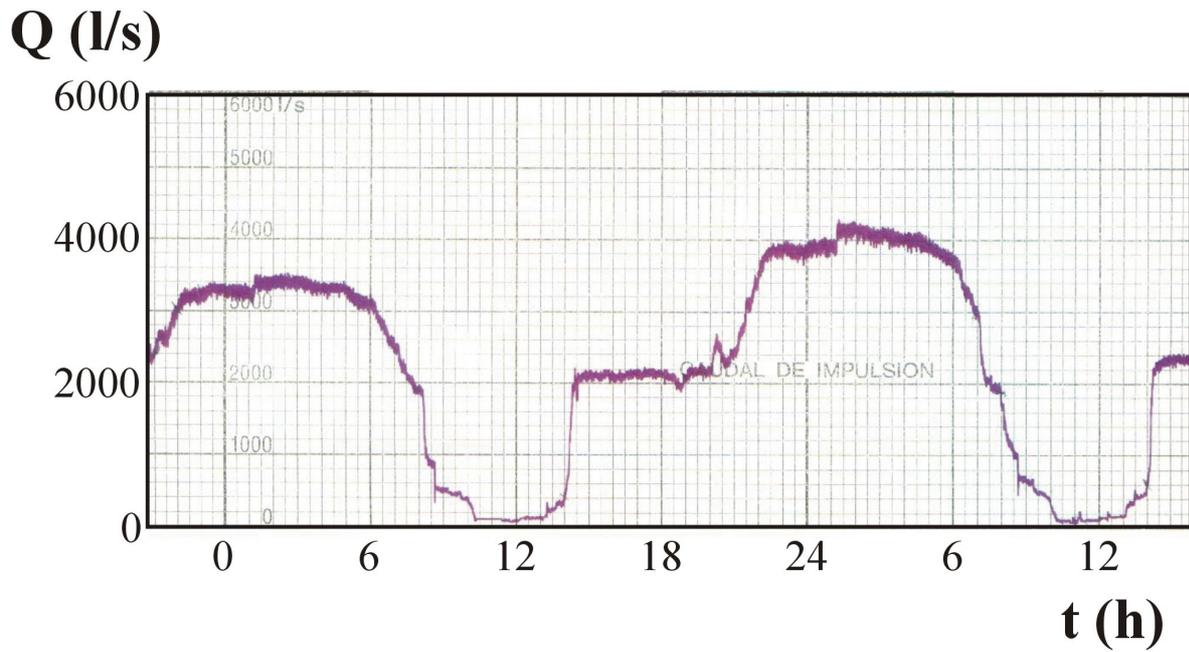


Figura 3.1. Evolución horaria del caudal Q impulsado por la estación de bombeo de puesta en carga de la red de distribución de la zona regable de Fuente Palmera durante los días 13 y 14 de julio de 1996

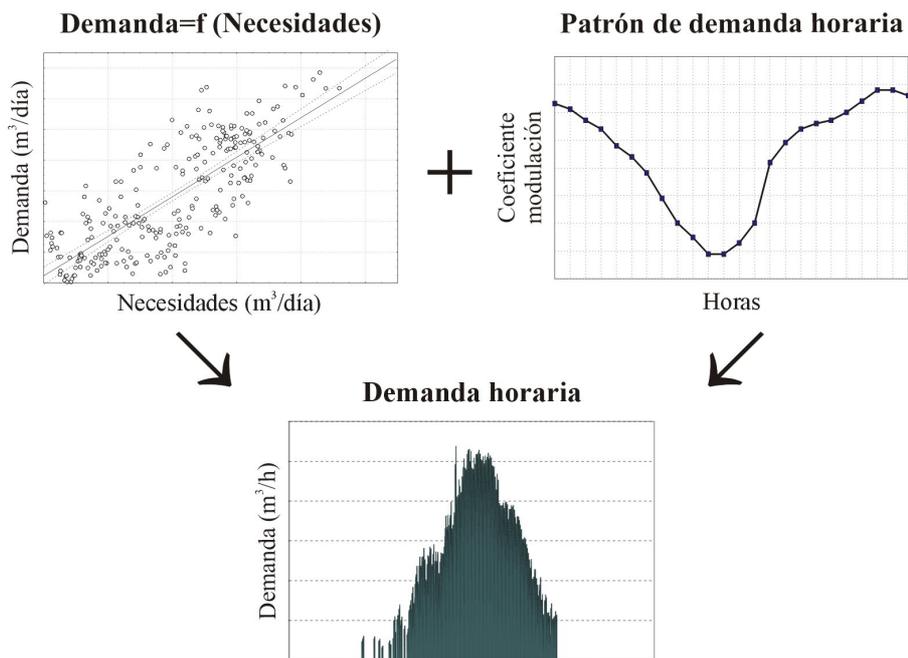


Figura 3.2. Desagregación de la demanda diaria de agua en demanda horaria mediante un patrón de demanda horaria

Para conseguir patrones de demanda unitarios y asegurar la comparabilidad, se estandarizan previamente todos los datos. El análisis precisa que se fije de antemano el número de grupos en que se quiere agrupar las evoluciones horarias de demanda diaria; como a priori no conocemos el número de grupos, la prueba se ha repetido haciendo de 2 a 8 grupos a fin de tantear la clasificación que mejor se ajuste al objetivo del problema, o la de más clara interpretación.

Finalmente, se determina la relación existente entre los usos diarios registrados y las necesidades diarias de agua de la alternativa media de cultivos (apartado 2.4.4). Este modelo junto con la/s curva/s de modulación horaria de la demanda de agua de la red de distribución nos permitirá conocer el vector de demanda horaria medio de la zona regable (figura 3.2).

3.2.2. Simulación de los caudales y alturas piezométricas demandados en una red de distribución de agua para riego a la demanda

La determinación de los caudales y alturas piezométricas demandados en redes de distribución de agua para riego es fundamental no sólo en términos cuantitativos, sino también en lo referente a la distribución temporal (horaria y estacional), ya que el conocimiento de dichos requerimientos ofrece el soporte sobre el que decidir variables relacionadas con las posibles formas de actuar sobre los elementos de la red: grupos de bombeo, depósitos y tarifa eléctrica. Por esto, cuando no se conocen datos horarios de la demanda de agua de la red de distribución es necesario simularla. Aunque de la zona regable de Fuente Palmera se dispone de registros horarios, como se ha mencionado en el apartado anterior, se propone una metodología de simulación a lo largo del día y a lo largo del año de los caudales y presiones demandados en una red de distribución, ya que es habitual no disponer de estos datos en las zonas regables.

Para la obtención de la función de demanda asociada al caudal y a la altura piezométrica en toda la campaña de riegos se divide ésta en períodos homogéneos (diarios, decenales, mensuales,...). En este caso se van a considerar períodos diarios. Cada uno de estos períodos tienen unas determinadas necesidades de riego que son conocidas e inferiores a las necesidades del período de máximo consumo para el que se diseña el sistema de impulsión. Para la variabilidad horaria dentro de un día, los períodos serán función de la discriminación horaria de las tarifas eléctricas (horas valle, llano y punta).

La probabilidad de funcionamiento de una toma establecida por Clément (1966) para el período de máximo consumo es:

$$p = \frac{t'_{j\max}}{t} \quad (3.1)$$

siendo $t'_{j\max}$ el tiempo necesario para la aplicación del riego en el período de máximo consumo y t el tiempo disponible para el riego.

En este trabajo se definen las probabilidades de funcionamiento de las tomas en el día j de la campaña de riegos y en cada período de discriminación horaria (valle, llano y punta) del día como:

$$p_{jv} = \frac{t'_{jv}}{t_v} \quad p_{jll} = \frac{t'_{jll}}{t_{ll}} \quad p_{jip} = \frac{t'_{jip}}{t_p} \quad (3.2)$$

donde t'_{jv} , t'_{jll} , t'_{jip} son los tiempos medios de aplicación de riego en el día j en horas valle, llano y punta de tarifa eléctrica y, t_v , t_{ll} , t_p son los tiempos disponibles para el riego en horas valle, llano y punta de tarifa eléctrica en el día j (figura 3.3).

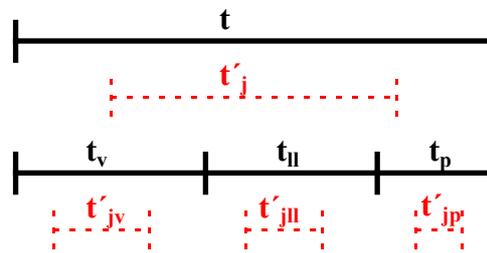


Figura 3.3. *Tiempos de riego (t'_j ; t'_{jv} ; t'_{jll} ; t'_{jip}) y tiempos disponibles (t ; t_v ; t_{ll} ; t_p) para el riego en un día j de la campaña de riegos*

De este modo quedarán caracterizadas no sólo las probabilidades de funcionamiento de la toma a lo largo de la campaña de riegos, sino también dentro de los períodos tarifarios de energía eléctrica.

Los tiempos de riego en el día j en horas valle, llano y punta de tarifa eléctrica serán proporcionales a los porcentajes de uso de agua en cada período horario de la zona regable considerada. Porcentajes que denominamos *coeficientes de uso* (CU) y representan la variabilidad del uso del agua en la zona regable según la discriminación horaria. En zonas de riego con contabilización del volumen usado en los diferentes períodos tarifarios se pueden estimar los coeficientes CU mediante:

$$CU_v = \frac{V_v}{V_T} \quad CU_{ll} = \frac{V_{ll}}{V_T} \quad CU_p = \frac{V_p}{V_T} \quad (3.3)$$

donde CU_v , CU_{ll} , CU_p son los coeficientes de uso en los períodos tarifarios valle, llano y punta; V_v , V_{ll} , V_p son los volúmenes de agua usados en cada uno de los tres períodos tarifarios y, V_T es el volumen total de agua usado en la zona regable, obviamente ($V_T = V_v + V_{ll} + V_p$).

Para la determinación del conjunto de probabilidades asociadas a cada toma, día y período tarifario, definiremos t'_j como el tiempo necesario para completar el riego en el día j (figura 3.3), de este modo podremos establecer:

$$t'_{jv} + t'_{jll} + t'_{jip} = t'_j \quad (3.4)$$

y, por otro lado, asumiendo las proporcionalidades:

$$t'_{jv} = K CU_v \quad t'_{jll} = K CU_{ll} \quad t'_{jip} = K CU_p \quad (3.5)$$

se llega a:

$$t'_{jv} = t'_j CU_v \quad t'_{jll} = t'_j CU_{ll} \quad t'_{jip} = t'_j CU_p \quad (3.6)$$

Además considerando la proporcionalidad existente entre los tiempos de riego de cada día y las necesidades del mismo con el día de máximo consumo (López-Luque y col., 1995):

$$\frac{t'_j}{t'_{jmax}} = \frac{N_j}{N_{jmax}} \quad (3.7)$$

con N_j las necesidades de riego en el día j ; $jmax$ el día de la campaña de riegos en que las necesidades son máximas y N_{jmax} las necesidades de riego en el día $jmax$ de máximo consumo, las ecuaciones (3.2) quedan como:

$$p_{jv} = \frac{t'_j CU_v}{t_v} = \frac{\frac{N_j}{N_{jmax}} t'_{jmax} CU_v}{t_v} = \frac{N_j}{N_{jmax}} \frac{t'_{jmax}}{t_v} CU_v \quad (3.8a)$$

$$p_{jll} = \frac{t'_j CU_{ll}}{t_{ll}} = \frac{\frac{N_j}{N_{jmax}} t'_{jmax} CU_{ll}}{t_{ll}} = \frac{N_j}{N_{jmax}} \frac{t'_{jmax}}{t_{ll}} CU_{ll} \quad (3.8b)$$

$$p_{jip} = \frac{t'_j CU_p}{t_p} = \frac{\frac{N_j}{N_{jmax}} t'_{jmax} CU_p}{t_p} = \frac{N_j}{N_{jmax}} \frac{t'_{jmax}}{t_p} CU_p \quad (3.8c)$$

La determinación de estas probabilidades permite mediante adición de funciones de distribución conocer la función de distribución de los caudales requeridos en los diferentes períodos horarios y estacionales. Sin embargo, la caracterización estocástica teórica de las alturas piezométricas requeridas en cabecera presenta dificultades al depender de la de caudales.

Aceptando las hipótesis de Clément y Galand (1979), si el número de tomas es muy grande la función de distribución se aproxima a una función normal cuyas medias (μ_{jv} , μ_{jll} y μ_{jip}) y varianzas (σ^2_{jv} , σ^2_{jll} y σ^2_{jip}) se pueden determinar de la siguiente forma:

$$\mu_{jv} = \sum_{i=1}^{nt} d_i p_{jv} \quad (3.9a)$$

$$\mu_{jll} = \sum_{i=1}^{nt} d_i p_{jll} \quad (3.9b)$$

$$\mu_{jvp} = \sum_{i=1}^{nt} d_i p_{jvp} \quad (3.9c)$$

$$\sigma_{jv}^2 = \sum_{i=1}^{nt} d_i^2 (p_{jv} - p_{jv}^2) \quad (3.10a)$$

$$\sigma_{jll}^2 = \sum_{i=1}^{nt} d_i^2 (p_{jll} - p_{jll}^2) \quad (3.10b)$$

$$\sigma_{jvp}^2 = \sum_{i=1}^{nt} d_i^2 (p_{jvp} - p_{jvp}^2) \quad (3.10c)$$

donde d_i es la dotación de la boca i y nt el número de bocas totales.

La dotación d_i se define a partir del caudal ficticio continuo ($q = N_{jmax}/t$), de la superficie asociada a la toma i (S_i) y del parámetro de diseño grado de libertad ($GL = t/t'_{jmax}$):

$$d_i = q S_i GL \quad (3.11)$$

con lo que sustituyendo se tiene:

$$d_i = \frac{N_{jmax}}{t} S_i \frac{t}{t'_{jmax}} = \frac{N_{jmax}}{t'_{jmax}} S_i \quad (3.12)$$

De este modo, teniendo en cuenta (3.8a, b, c) y (3.12), las ecuaciones (3.9a, b, c) quedan como:

$$\mu_{jv} = \sum_{i=1}^{nt} \frac{S_i N_j CU_v}{t_v} \quad (3.13a)$$

$$\mu_{jll} = \sum_{i=1}^{nt} \frac{S_i N_j CU_{ll}}{t_{ll}} \quad (3.13b)$$

$$\mu_{jvp} = \sum_{i=1}^{nt} \frac{S_i N_j CU_p}{t_p} \quad (3.13c)$$

CU_v , CU_{ll} , CU_p , t_v , t_{ll} y t_p son constantes para todas las agrupaciones, así como N_j , ya que nos vamos a referir a los valores correspondientes a una alternativa media de cultivos en la zona regable. Por consiguiente las ecuaciones (3.13a, b, c) toman la forma:

$$\mu_{jv} = \frac{N_j CU_v}{t_v} S_T \quad (3.14a)$$

$$\mu_{jll} = \frac{N_j CU_{ll}}{t_{ll}} S_T \quad (3.14b)$$

$$\mu_{jlp} = \frac{N_j CU_p}{t_p} S_T \quad (3.14c)$$

donde S_T es la superficie total de riego. Como puede verse, las medias no dependen de la distribución superficial de las agrupaciones.

Las varianzas se pueden obtener a partir de (3.10a, b, c) como sigue:

$$\sigma_{jv}^2 = (p_{jv} - p_{jv}^2) \sum_{i=1}^{nt} \left(\frac{N_{jmax}}{t'_{jmax}} S_i \right)^2 = (p_{jv} - p_{jv}^2) \frac{N_{jmax}^2}{t'_{jmax}{}^2} \sum_{i=1}^{nt} S_i^2 \quad (3.15a)$$

$$\sigma_{jll}^2 = (p_{jll} - p_{jll}^2) \sum_{i=1}^{nt} \left(\frac{N_{jmax}}{t'_{jmax}} S_i \right)^2 = (p_{jll} - p_{jll}^2) \frac{N_{jmax}^2}{t'_{jmax}{}^2} \sum_{i=1}^{nt} S_i^2 \quad (3.15b)$$

$$\sigma_{jlp}^2 = (p_{jlp} - p_{jlp}^2) \sum_{i=1}^{nt} \left(\frac{N_{jmax}}{t'_{jmax}} S_i \right)^2 = (p_{jlp} - p_{jlp}^2) \frac{N_{jmax}^2}{t'_{jmax}{}^2} \sum_{i=1}^{nt} S_i^2 \quad (3.15c)$$

Las varianzas dependen, por tanto, de la distribución superficial de las agrupaciones en la zona regable.

Una vez conocidas las funciones de densidad asociadas al caudal en cada día j y período de discriminación horaria:

$$f_{jv}(Q) = N_{jv}(\mu_{jv}, \sigma_{jv}^2) \quad (3.16a)$$

$$f_{jll}(Q) = N_{jll}(\mu_{jll}, \sigma_{jll}^2) \quad (3.16b)$$

$$f_{jlp}(Q) = N_{jlp}(\mu_{jlp}, \sigma_{jlp}^2) \quad (3.16c)$$

las funciones de densidad asociadas al caudal para toda la campaña de riegos en cada período de discriminación horaria se obtendrán como medias de (3.16a, b, c), ya que se están considerando períodos homogéneos (misma duración) (López-Luque y col., 1995).

Un sistema de distribución queda definido por la topografía de su trazado y por la longitud, diámetro y aspereza de sus canalizaciones, así como por los elementos singulares instalados en ellas (válvulas, codos, té, reducciones, bocas, etc.). De acuerdo con los principios básicos de las redes de distribución en carga, es posible calcular la altura de energía H que ha de ser suministrada para que se distribuya un caudal Q prefijado. En consecuencia, siempre será posible obtener una relación $H(Q)$ a la que denominaremos curva característica del sistema (Losada, 1995).

En el caso de redes de distribución de agua a un número apreciable de usuarios que se

abastecen a la demanda de un caudal determinado o mantienen cerradas sus tomas, no cabe la definición de curva característica en sentido hidráulico. Así, para cada configuración de aperturas o cierres, el sistema posee una curva característica diferente.

La caracterización del sistema en estos casos puede hacerse del siguiente modo: para una combinación de funcionamiento de determinadas tomas abiertas y el resto cerradas se puede obtener la altura de energía en cabecera para que estas reciban el caudal demandado a la presión requerida. Existirá, por tanto, para una combinación de aperturas un punto sobre el plano **H-Q** correspondiente a esta combinación. Si se efectúa esta operación para todas las posibles combinaciones, se obtendrá una nube de puntos cuya envolvente superior es la curva característica del sistema con la que se tendrá la seguridad de estar abasteciendo a todos los usuarios que tengan en cualquier instante abiertas sus tomas. Análogamente, se puede determinar la envolvente inferior, curva tal que para cualquier punto situado bajo ella, se tendrá la seguridad de no estar satisfaciendo los requerimientos de ningún usuario. Del mismo modo se pueden establecer las curvas cuantiles, con lo que se tendría la seguridad de estar satisfaciendo a los usuarios el $\alpha\%$ de las veces en que la instalación funcione. Se ha de tener en cuenta que el trazado de estas curvas conlleva el cálculo en el plano **H-Q** de 2^{nt} puntos, siendo **nt** el número de tomas de la red. Por esto se recomienda seguir algún método de simulación del funcionamiento para aproximar las características (Coulbeck, 1988; Chávez-Morales y col., 1992).

De este modo, para cada día y período horario de discriminación se procede a la simulación de un número representativo de escenarios escogidos aleatoriamente (uniforme (0,1)) entre los 2^{nt} posibles. La simulación de cada uno de los escenarios permite determinar el caudal y la altura de energía requeridos en la cabecera de la red de distribución. Para ello se ha elaborado un programa de ordenador que dadas las características del sistema de distribución, determina la distribución de caudales para cada escenario simulado aplicando la ecuación de continuidad en cada uno de los nudos de la red, y mediante la ecuación de la energía se obtienen las alturas piezométricas de todos los nudos (se desprecian las alturas cinéticas). Las pérdidas de carga se calculan aplicando la ecuación racional de Darcy-Weisbach:

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{U^2}{2g} \quad (3.17)$$

donde **L** y **D** son la longitud y el diámetro del tramo de tubería, respectivamente, **U** es la velocidad media del agua, **g** es la aceleración de la gravedad y **f** es el factor de rozamiento estimado mediante White-Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{k}{3,7 D} + \frac{2,51}{\Re \sqrt{f}} \right) \quad (3.18)$$

donde \Re es el número de Reynolds y **k** es el coeficiente de aspereza.

Las pérdidas de carga en singularidades se han estimado como un 5% de la pérdida de

carga total en las tuberías. Es por este motivo que en cada tramo la pérdida de carga se ha mayorado en un 5%.

Los datos de entrada al programa son:

- Características de todas las conducciones (longitud, m; diámetro, mm; material y timbraje, atm).
- Cotas de los nudos y tomas de la red (m).
- Caudales máximos que circulan por los tramos de tuberías de la red (m^3/s).
- Dotaciones de las tomas (m^3/s).
- Presión mínima necesaria requerida en cada toma (m.c.a.).
- Necesidades en cada período de la campaña de riegos (N_j) (mm ó m^3/ha).
- Tiempos disponibles para el riego según la discriminación horaria de las tarifas eléctricas (t_v , t_{II} , t_p) (h).
- Tiempo de aplicación del riego en el período de máximo consumo (t'_{jmax}) (h).
- Variabilidad del uso del agua en la red de distribución según la discriminación horaria (CU_v , CU_{II} , CU_p) (tanto por uno).
- Número de situaciones a simular en cada período (diario, decenal, mensual,...) de la campaña de riegos.

En la figura 3.4 se representa un esquema del proceso seguido para simular los distintos escenarios de funcionamiento de una red de distribución de agua a la demanda.

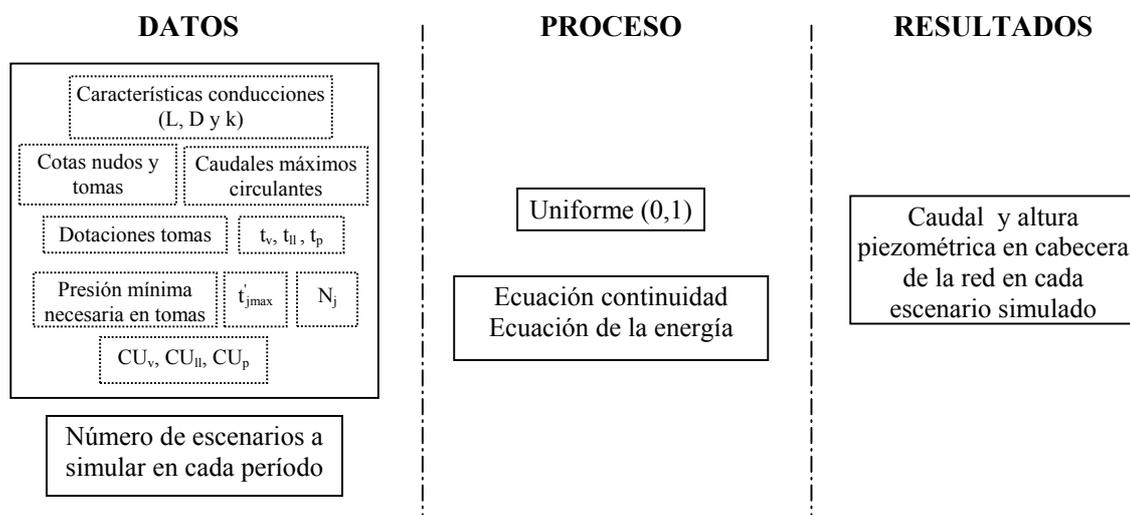


Figura 3.4. Esquema del proceso seguido para la simulación del conjunto de puntos en los que puede trabajar una instalación de múltiples usuarios a la demanda.

En las tablas 2.5 (a, b, c) se muestran las características de las tuberías, las cotas de los nudos de unión y de las tomas, los caudales máximos que circulan por cada uno de los tramos y las dotaciones de cada una de las tomas de la red principal de distribución de Fuente Palmera (figura 2.3). La presión mínima requerida en cada toma es de 42 m y las necesidades diarias de la alternativa media de cultivos se han calculado en el apartado 2.4. La superficie de cada una de las agrupaciones se recogen en la tabla 2.4.

El tiempo de aplicación del riego en el período de máximo consumo es de 10 a 11 horas, con dos riegos diarios. La Comunidad de Regantes (CR) ha tenido contratada hasta abril de 1999 la tarifa R.3 de riegos agrícolas, con una discriminación horaria tipo 3 (contador de triple tarifa sin discriminación de sábados y festivos), y el 1 de mayo de 1999 formalizó, dentro del mercado libre de electricidad, un contrato de comercialización de energía eléctrica con Endesa Energía S.A. Para ambos casos se cumple: $t_v = 8$ h, $t_{II} = 12$ h, $t_p = 4$ h.

La distribución horaria de los usos de agua de la CR de Fuente Palmera se muestra en la tabla 2.11. Los porcentajes de uso (CU) que se utilizan para calcular las probabilidades de funcionamiento en cada período de la campaña de riegos se determinan como la media de las fracciones de uso de agua en cada período de discriminación horaria de las campañas consideradas: $CU_v = 0,42$, $CU_{II} = 0,55$, $CU_p = 0,03$.

3.3. RESULTADOS

3.3.1. Patrón de demanda horaria de la zona regable de Fuente Palmera

El análisis de ‘clusters’ se inicia formando dos grupos homogéneos con los registros horarios disponibles del caudal impulsado a la red. Uno agrupa 411 días y el otro los 58 días restantes, obteniéndose valores del indicador de la bondad de la separación (Pseudo F) aceptables y niveles de significación $P_\alpha < 0,001$ (tabla 3.1). En las siguientes pruebas con mayor número de grupos formados, se mantiene el grupo que anteriormente englobaba los 411 días mientras que los otros 58 días se incluyen en los grupos restantes disminuyendo el número de casos en cada grupo homogéneo conforme aumenta su número (figura 3.5). Estos últimos se presentan de forma aleatoria en cualquier momento de la temporada de riegos, lo que nos induce a pensar que los 58 días son casos atípicos, seleccionando como patrón de demanda horaria el que agrupa los 411 días (figura 3.6), con un porcentaje de uso en valle, llano y punta de tarifa eléctrica de 41, 55 y 4%, respectivamente. Estos valores son similares a los porcentajes medios de uso de agua de la zona regable. Los coeficientes de modulación en horas valle (de 0 a 8 h) tienen un máximo de 0,066 al principio del período disminuyendo hasta 0,029 a las 8 h. De 8 a 10 h (horas llano) caen los coeficientes de 0,029 a 0,015, pasando al período punta (de 10 a 14 h) donde se presenta el mínimo del patrón de demanda con un valor de 0,009. De 14 a 24 h (horas llano) vuelven a aumentar los coeficientes de modulación, llegando al valor máximo de la curva (0,068) a las 22 y 23 h.

3.3.2. Demanda horaria de agua de la zona regable de Fuente Palmera

La aplicación de un modelo de regresión lineal entre los usos diarios de agua registrados y las necesidades hídricas de la alternativa de cultivos de estos años ha dado resultados aceptables ($R^2 = 0,62$; $F(1, 469) = 403,00$; $P_\alpha < 0,001$) explicando más del 60% de la dispersión total con una significación estadística global menor de 0,001 (figura 3.7). La ecuación de la regresión es:

$$\text{Demanda (m}^3\text{/día)} = 9244,3 + 0,51528 \text{ Necesidades (m}^3\text{/día)} \quad (3.19)$$

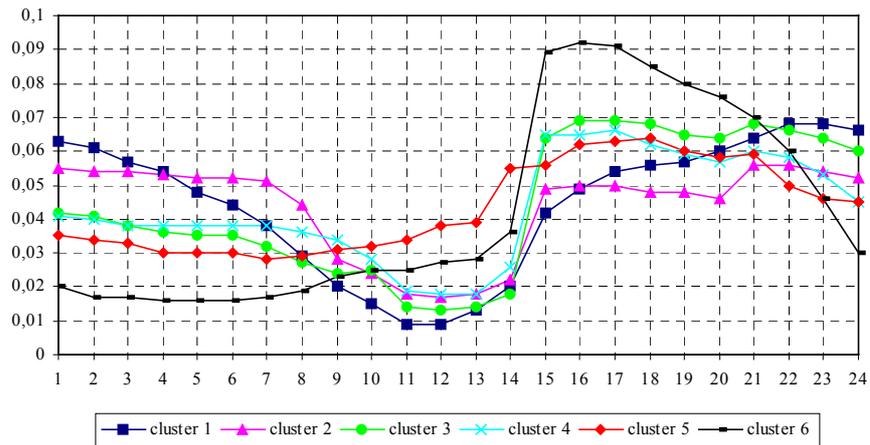
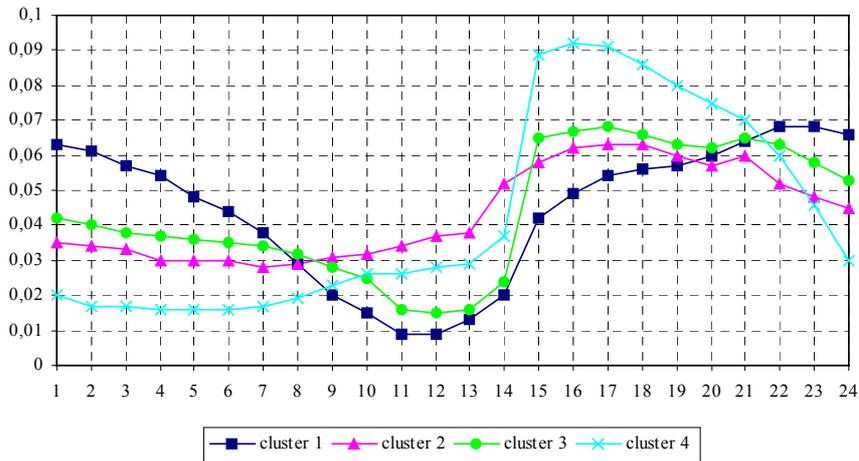
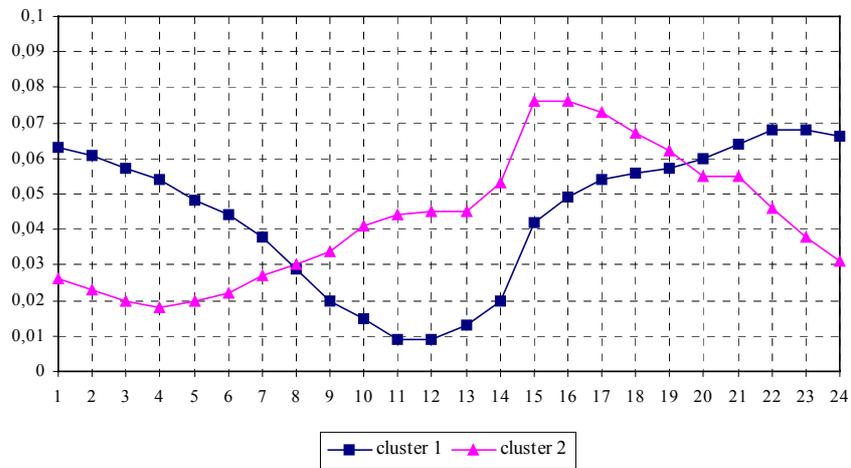


Figura 3.5. Análisis multivariante no jerárquico de clasificación automática de datos: a) dos grupos de separación; b) cuatro grupos de separación; c) seis grupos de separación

Tabla 3.1. Análisis de la varianza en la prueba de separación de los datos con dos clusters

Variable	Varianza factorial	Varianza residual	Pseudo F
Hora 1	0,079	0,139	75,99*
Hora 2	0,093	0,124	101,47*
Hora 3	0,108	0,103	140,47*
Hora 4	0,109	0,050	291,74*
Hora 5	0,084	0,052	217,97*
Hora 6	0,053	0,067	106,76*
Hora 7	0,022	0,072	41,56*
Hora 8	0,004	0,068	7,16*
Hora 9	0,011	0,056	27,59*
Hora 10	0,032	0,051	85,90*
Hora 11	0,078	0,094	111,93*
Hora 12	0,063	0,067	127,37*
Hora 13	0,056	0,084	89,37*
Hora 14	0,058	0,173	45,50*
Hora 15	0,063	0,137	62,08*
Hora 16	0,052	0,127	55,14*
Hora 17	0,034	0,106	42,59*
Hora 18	0,016	0,082	26,78*
Hora 19	0,017	0,075	30,29*
Hora 20	0,029	0,097	41,11*
Hora 21	0,039	0,107	49,56*
Hora 22	0,044	0,105	56,60*
Hora 23	0,049	0,109	60,35*
Hora 24	0,046	0,134	45,86*

varianza factorial = varianza entre los grupos formados; varianza residual = varianza dentro de los grupos formados

* $P_{\alpha} < 0,001$

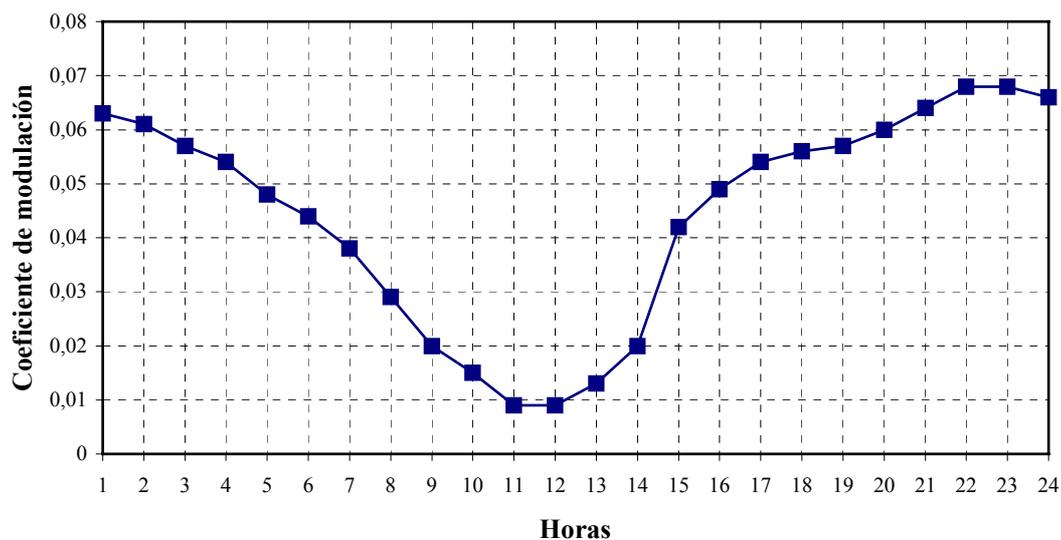


Figura 3.6. Curva de modulación horaria de la demanda de agua de la red de distribución de Fuente Palmera

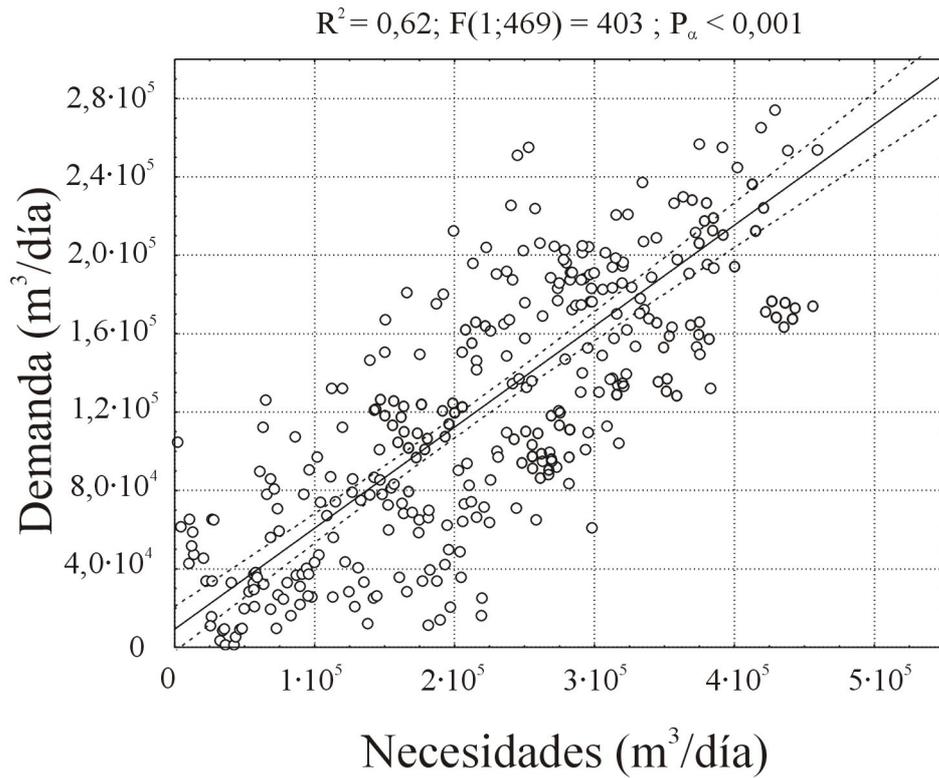


Figura 3.7. Modelo de regresión lineal entre los caudales diarios impulsados por la estación de bombeo de puesta en carga y las necesidades diarias de agua durante los años sin sequía (límite de confianza al 95%)

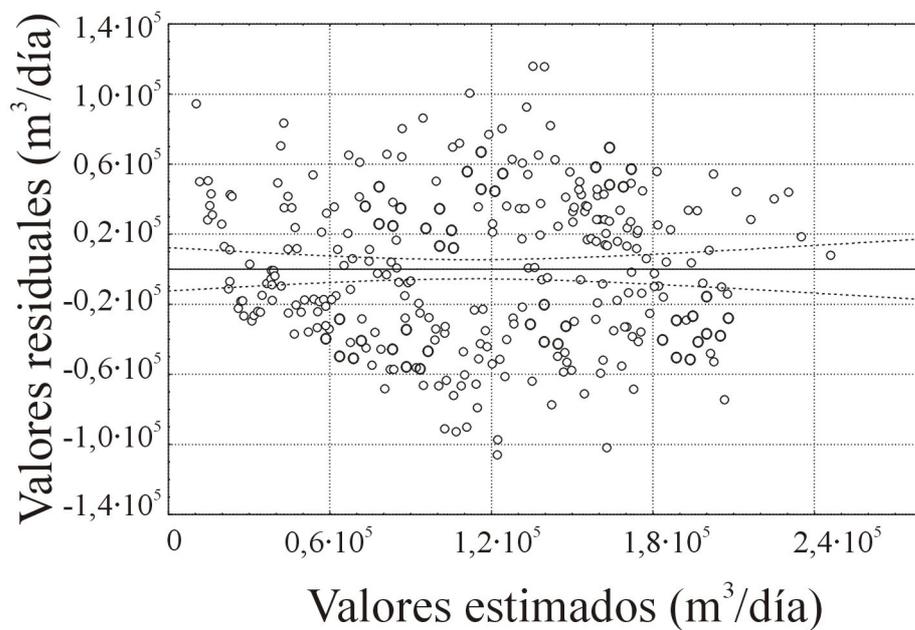


Figura 3.8. Valores residuales frente a los valores estimados por el modelo de regresión lineal entre la demanda y las necesidades diarias de agua durante los años sin sequía (límite de confianza al 95%)

En la figura 3.8 se muestran los valores residuales (valores reales menos valores que proporciona el modelo de la variable dependiente) frente a los valores estimados por el modelo. El gráfico presenta una distribución aleatoria de sus puntos, sin poder identificarse tendencias que indiquen algún tipo de correlación entre los valores estimados y residuales, con lo cual es aceptable el modelo propuesto.

De este modo, con este modelo y la curva de modulación horaria de la demanda de agua de la red de distribución (figura 3.6) se procede a determinar el vector de demanda horaria media de la zona regable (figura 3.9). La demanda de agua de riego se inicia a mediados de marzo y continua durante el mes de abril de forma irregular, ya que se necesita aportar agua sólo durante algunas horas del mes y en cantidades mínimas. Ya en el mes de mayo se muestra una demanda continua de agua de la red de distribución llegando a los valores máximos ($10.800 \text{ m}^3/\text{h} = 3 \text{ m}^3/\text{s}$) a principios de julio. La demanda finaliza a finales de septiembre.

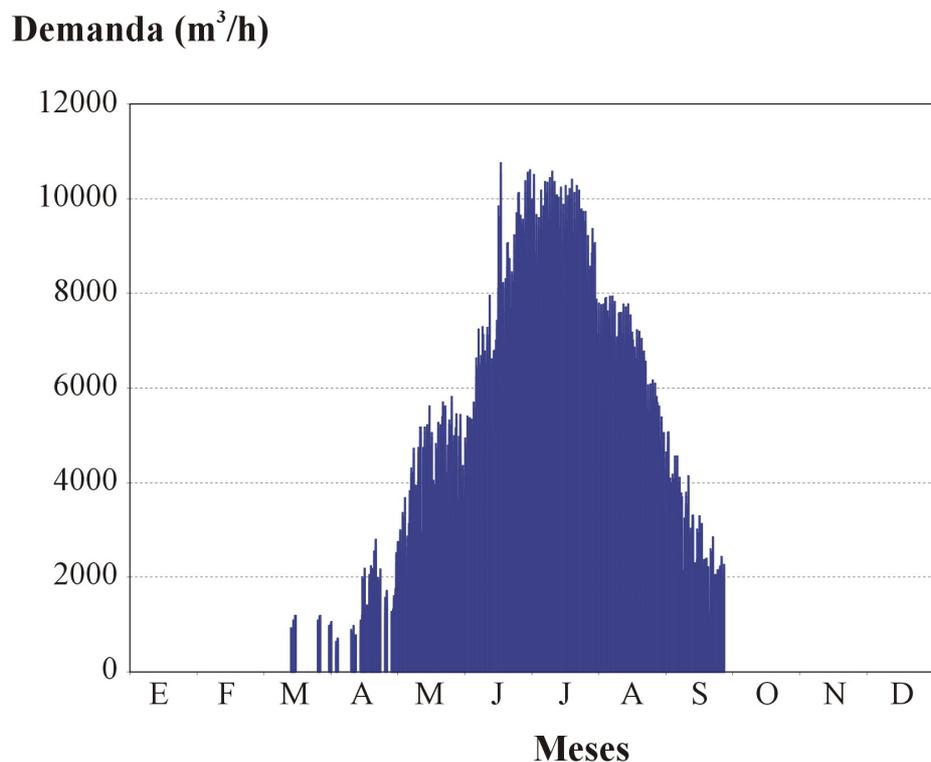


Figura 3.9. Demanda horaria media de la zona regable de Fuente Palmera

3.3.3. Funciones de demanda (caudales y alturas piezométricas simulados) en el punto de acometida de la red de distribución

Las probabilidades de funcionamiento de las tomas se calculan mediante las ecuaciones (3.8a, b, c) (tabla 3.2). Estas reflejan la proporcionalidad existente con las necesidades hídricas de los cultivos. De este modo, los valores máximos se presentan en la primera decena de julio con un 99,8 % de las tomas funcionando en horas valle, el 86 % en horas llano y el 14,4 % en horas punta. Por otro lado, se muestra la tendencia de los regantes a utilizar preferentemente unos períodos tarifarios (valle y llano) sobre otros (punta). Así las probabilidades de funcionamiento de las tomas son mayores en horas valle, seguidas de cerca por las horas llano y son mínimas en horas punta.

Tabla 3.2. Probabilidades diarias medias de funcionamiento de las tomas en cada decena de la campaña de riegos y en cada período de discriminación horaria

decena	\overline{P}_{jv}	Desviación típica	\overline{P}_{jll}	Desviación típica	\overline{P}_{jp}	Desviación típica
1-10 abril	0,005	0,014	0,005	0,012	0,001	0,002
11-20 abril	0,069	0,068	0,059	0,058	0,010	0,010
21-30 abril	0,082	0,076	0,070	0,065	0,012	0,011
1-10 mayo	0,287	0,083	0,247	0,071	0,041	0,012
11-20 mayo	0,419	0,085	0,361	0,073	0,060	0,012
21-31 mayo	0,434	0,092	0,374	0,080	0,063	0,013
1-10 junio	0,591	0,079	0,510	0,068	0,085	0,011
11-20 junio	0,772	0,127	0,665	0,109	0,111	0,018
21-30 junio	0,960	0,068	0,827	0,057	0,138	0,010
1-10 julio	0,998	0,035	0,860	0,030	0,144	0,005
11-20 julio	0,995	0,015	0,857	0,013	0,143	0,002
21-31 julio	0,874	0,087	0,753	0,075	0,126	0,013
1-10 agosto	0,739	0,026	0,637	0,022	0,107	0,004
11-20 agosto	0,685	0,039	0,590	0,034	0,099	0,006
21-31 agosto	0,497	0,081	0,428	0,070	0,072	0,012
1-10 septiembre	0,316	0,075	0,273	0,064	0,046	0,011
11-20 septiembre	0,188	0,056	0,162	0,048	0,027	0,008
21-30 septiembre	0,068	0,083	0,058	0,072	0,010	0,012

En la tabla 3.3 se presentan las probabilidades diarias medias de funcionamiento de las tomas en cada decena de la campaña de riegos calculadas mediante la metodología de López-Luque y col. (1995) en la que no se tiene en cuenta el efecto de la concentración de las demandas en determinados momentos de la jornada de riegos. Comparando estas probabilidades con las de la tabla 3.2 se obtienen diferencias significativas (test de Wilcoxon: $Z(18) = 3,72$; $P_{\alpha} = 0,000197$) (Martín y Luna, 1994).

Tabla 3.3. Probabilidades diarias medias de funcionamiento de las tomas en cada decena de la campaña de riegos según López-Luque y col. (1995)

decena	\bar{p}_j^*	Desviación típica	decena	\bar{p}_j^*	Desviación típica
1-10 abril	0,004	0,011	1-10 julio	0,786	0,028
11-20 abril	0,054	0,053	11-20 julio	0,784	0,012
21-30 abril	0,064	0,060	21-31 julio	0,689	0,069
1-10 mayo	0,226	0,065	1-10 agosto	0,582	0,020
11-20 mayo	0,330	0,067	11-20 agosto	0,540	0,031
21-31 mayo	0,342	0,073	21-31 agosto	0,392	0,064
1-10 junio	0,466	0,063	1-10 septiembre	0,249	0,059
11-20 junio	0,608	0,100	11-20 septiembre	0,148	0,044
21-30 junio	0,756	0,053	21-30 septiembre	0,053	0,066

$$* p_j = p \frac{N_j}{N_{jmax}} \quad p = \frac{20}{24} = 0,83$$

Con las probabilidades de la tabla 3.2 se calculan las medias y varianzas de las funciones de densidad normales mediante las ecuaciones (3.14a, b, c) y (3.15a, b, c). En la figura 3.10 se representan las funciones de densidad de algunos días y las funciones de densidad asociadas a la distribución de caudales para toda la campaña de riegos según el período de discriminación horaria.

Las funciones de densidad de cada día en los períodos valle y llano presentan desviaciones típicas semejantes diferenciándose en los valores medios de caudal de cada día que son los que determinan la posición relativa de las curvas en el eje de abscisas. Sin embargo, a inicios y finales de campaña (p.e. 15 de abril y 16 de septiembre) y en períodos de máximo consumo (p.e. 14 de julio) las desviaciones típicas son menores (funciones de densidad con menor aplastamiento o más leptocúrticas). Esto supone que los caudales demandados en estos períodos presentan poca dispersión con respecto al valor medio (que a su vez, también es moda y mediana). Así a inicios y finales de la temporada de riegos son muy pocas las tomas que se van a abrir ya que son mínimas las necesidades hídricas, y en períodos de máximo consumo prácticamente todas las tomas estarán abiertas, por lo que en ambos casos habrá pocas variaciones del caudal demandado. En período punta las diferencias se observan a principios y finales de campaña, donde las probabilidades de funcionamiento de las tomas son mínimas.

Las funciones de densidad de la campaña en períodos valle y llano tienen forma similar, presentando la primera el máximo de frecuencias en un caudal de 4 m³/s y la segunda en 3,4 m³/s. A su vez, se muestra como el máximo caudal demandado en valle es de 4,2 m³/s y en llano de 3,8 m³/s. Por otro lado, el máximo de la función de densidad en período punta se presenta a un caudal de 0,1 m³/s mientras que el máximo caudal demandado es de 1 m³/s.

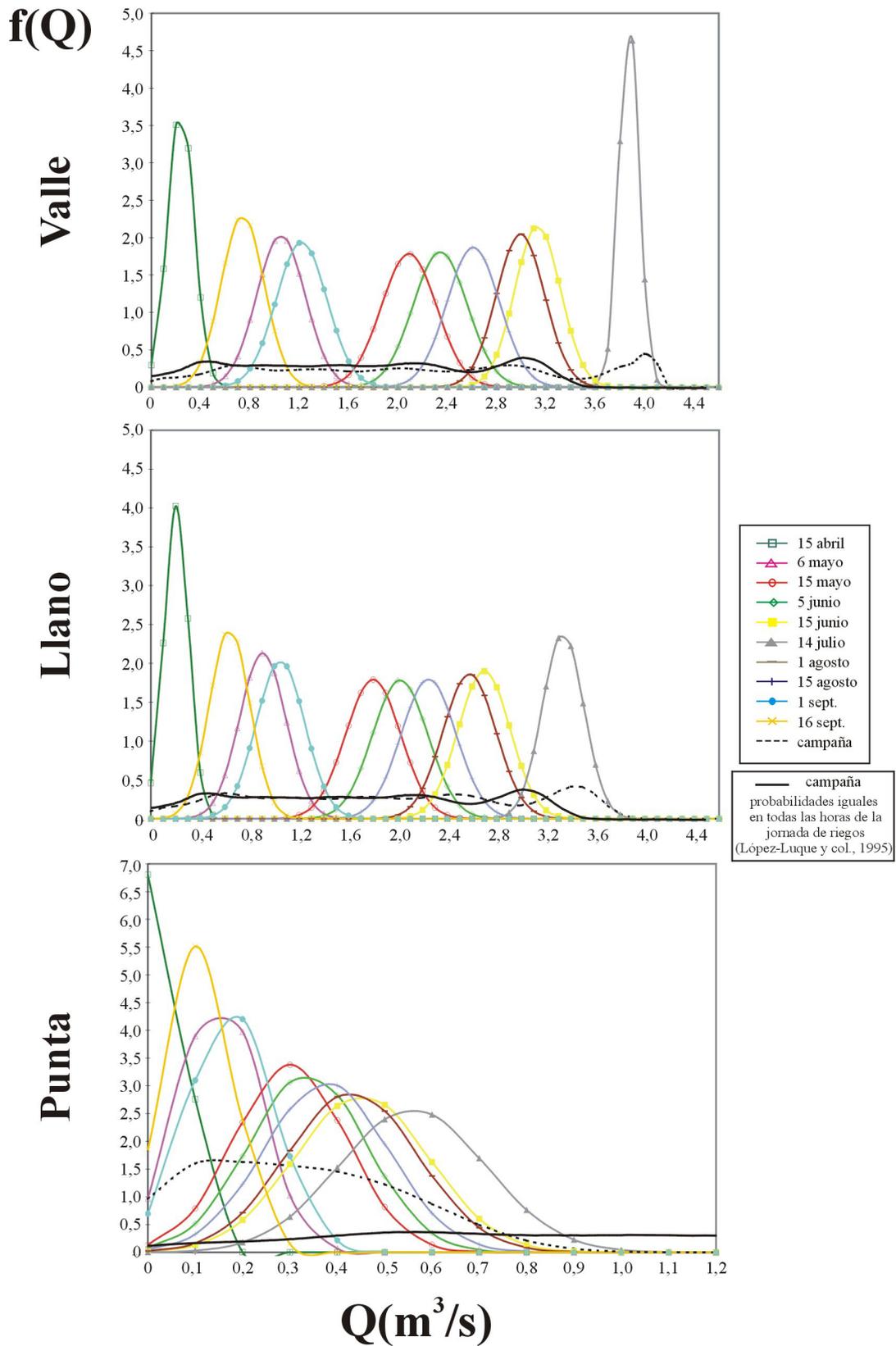


Figura 3.10. Funciones de densidad asociadas al caudal en algunos días y en toda la campaña de riegos en cada periodo de discriminación horaria, y función de densidad asociada a la distribución de caudales para toda la temporada de riegos cuando no se considera la concentración de las demandas

Con las probabilidades de la tabla 3.3 se calculan las medias y las varianzas de las funciones de densidad normales de todos los días de la temporada de riegos usando (3.20). La función de densidad de la distribución de caudales durante toda la campaña, sin considerar el efecto de la simultaneidad de la demanda en algunas horas de la jornada de riegos, también se representa en la figura 3.10.

$$\mu_j = \frac{N_j}{t} S_T \quad ; \quad \sigma_j^2 = (p_j - p_j^2) \frac{N_{j\max}^2}{t_{j\max}^2} \sum_{i=1}^{nt} S_i^2 \quad (3.20)$$

Como consecuencia del efecto de la concentración del riego en algunas horas de la jornada, las distribuciones de caudal en los tres períodos de discriminación horaria tienen formas sensiblemente diferentes a la que se ha obtenido bajo la hipótesis de la misma probabilidad de funcionamiento de las tomas en todas las horas del riego. Se observa que el efecto de la simultaneidad supone una distribución de caudal con una mayor variabilidad en horas valle y llano. El caudal más probable para la función de densidad con probabilidad uniforme es de 3,1 m³/s, valor menor al obtenido en los períodos valle y llano (4 m³/s y 3,4 m³/s, respectivamente). Por consiguiente existe la posibilidad de que se demanden caudales más altos, y desde el punto de vista del cálculo de los caudales de diseño de una red de distribución, la simultaneidad del riego incrementa el valor de esta variable.

Conocidas las probabilidades de funcionamiento y las características del sistema de distribución, se simula para cada día de la campaña de riegos y período horario de discriminación 10.000 escenarios escogidos aleatoriamente entre los 2⁷⁸ posibles. En la figura 3.11 se representan algunas de las funciones de demanda (caudal-altura piezométrica) de la campaña. En estas funciones se aprecia la gran superposición de los escenarios simulados, obteniéndose nubes de puntos muy compactas y de formas similares en función del caudal demandado por la red de distribución. Cuando las probabilidades de funcionamiento de las tomas son muy pequeñas, con un caudal demandado entre 0 y 0,15 m³/s, se muestra una estratificación vertical muy heterogénea de las alturas piezométricas requeridas, entre 50 y 95 m en períodos punta (p.e. 15 de abril y 16 de septiembre). Cuando las probabilidades de funcionamiento son algo mayores, demandándose un caudal entre 0,15 y 0,5 m³/s, las funciones de demanda presentan una estratificación vertical característica con cuatro niveles localizados en torno a unas alturas piezométricas de 80 a 95 m (p.e. períodos punta del 6 de mayo y del 5 de junio; períodos valle y llano del 15 de abril). Con necesidades de caudal entre 0,5 y 1,5 m³/s, las funciones presentan dos niveles de alturas piezométricas alrededor de los 90 m y 95 m, respectivamente, destacando el número de escenarios en los 95 m conforme aumenta el caudal (p.e. períodos valle y llano del 6 de mayo y del 16 de septiembre; período punta del 4 de julio). Con necesidades altas de caudal (de 1,5 a 4 m³/s) en los períodos valle y llano (p.e. 5 de junio y 4 de julio) la función de demanda toma la forma de una curva creciente con una cierta concavidad, con alturas piezométricas máximas de 103 m.

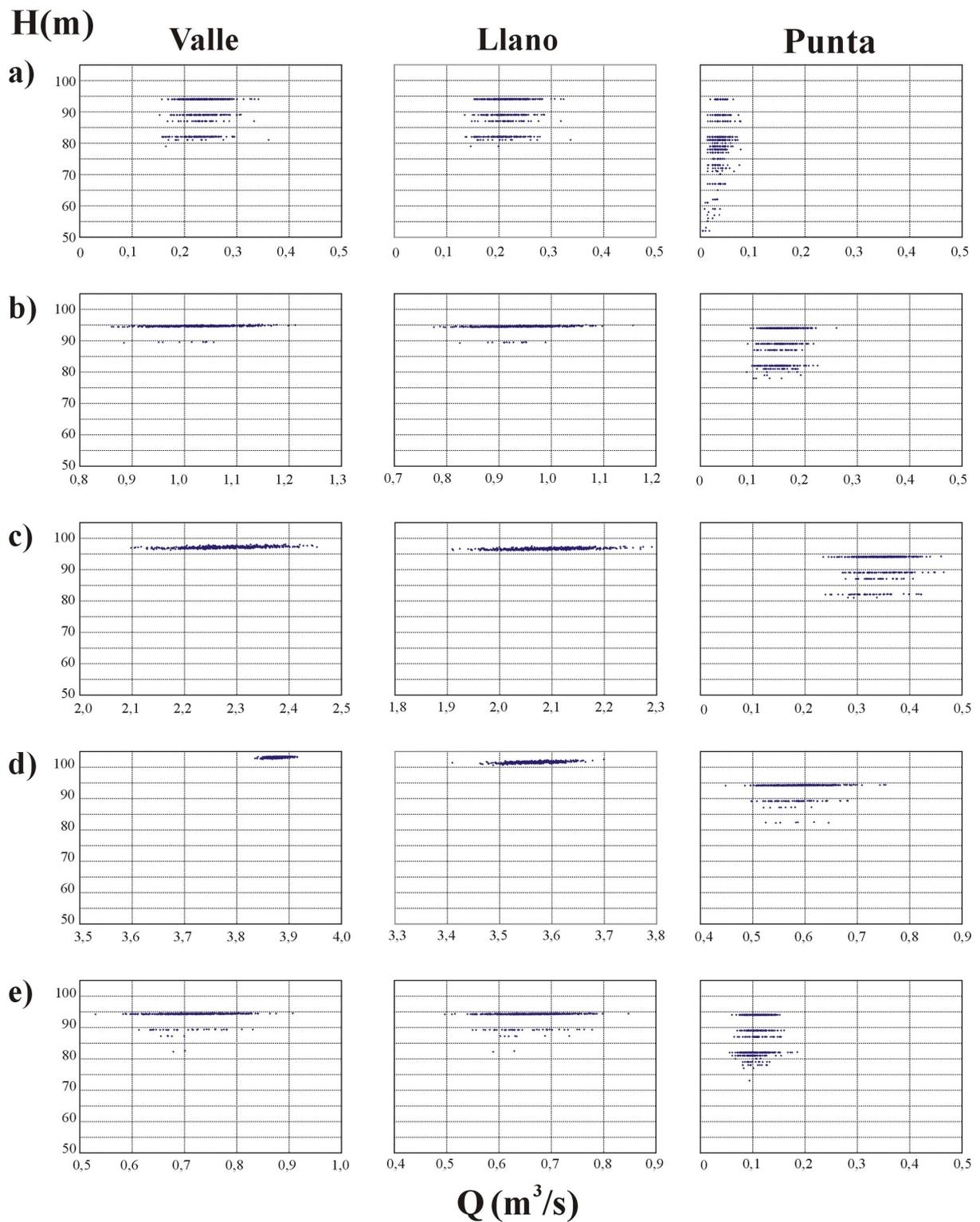


Figura 3.11. Funciones de demanda en el punto de acometida de la red de distribución de Fuente Palmera en: a) 15 de abril; b) 6 de mayo; c) 5 de junio; d) 4 de julio; e) 16 de septiembre

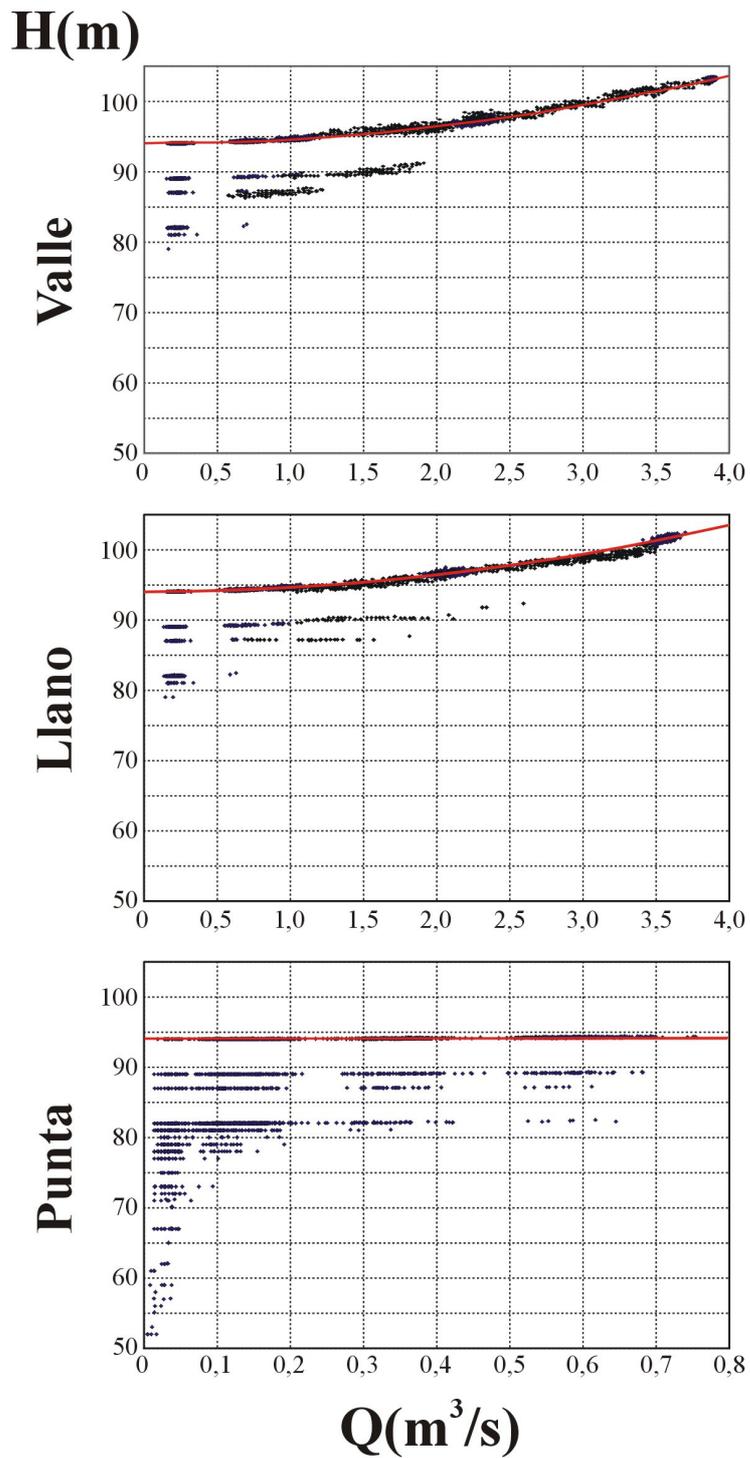


Figura 3.12. Escenarios simulados en el plano H - Q y curva característica del sistema de distribución (línea roja) en los tres periodos de discriminación horaria durante toda la campaña de riegos en la zona regable de Fuente Palmera

Con vistas a la regulación de la estación de puesta en carga que se lleva a cabo en el capítulo 5, se determinan las curvas características del sistema con las que se tendrá la seguridad de estar abasteciendo a todos los usuarios que tengan abiertas en cualquier instante sus tomas en los tres períodos de discriminación horaria. Como se muestra en la figura 3.12 en los tres períodos horarios hay unas estratificaciones verticales de los escenarios simulados, destacando niveles de alturas piezométricas muy compactos, lo que conlleva el cálculo de dichas curvas características mediante un análisis de regresión (ajuste por mínimos cuadrados) en los niveles superiores de los tres períodos de discriminación horaria (líneas rojas de la figura 3.12). Las expresiones analíticas de las curvas y los coeficientes de determinación del ajuste son:

$$H_v = 94,0323 - 0,0036 Q + 0,6042 Q^2 \quad R^2 = 0,9978 \quad P_\alpha < 0,001 \quad (3.21a)$$

$$H_{II} = 93,9997 + 0,0682 Q + 0,5772 Q^2 \quad R^2 = 0,9966 \quad P_\alpha < 0,001 \quad (3.21b)$$

$$H_p = 94,0029 + 0,0735 Q + 0,5667 Q^2 \quad R^2 = 0,8987 \quad P_\alpha < 0,001 \quad (3.21c)$$

3.4. DISCUSIÓN

El funcionamiento real de un sistema de impulsión de agua para riego está necesariamente asociado a la variable tiempo, la cual debe ser explícitamente considerada para realizar un análisis adecuado. En la realidad, los consumos (y consecuentemente los caudales que circulan por las tuberías del sistema) así como las alturas piezométricas no se mantienen constantes, antes al contrario, presentan fluctuaciones diarias y temporales importantes, como así se ha comprobado utilizando datos disponibles de ciertos ciclos de funcionamiento de la zona regable de Fuente Palmera y mediante la simulación de dicha demanda.

Tanto el patrón de demanda horaria obtenido con el análisis de ‘clusters’ como la simulación de las funciones de demanda llevan implícitos una modelación del hábito de los regantes que prefieren un tipo de horas (valle y llano) frente a otras (punta).

La unicidad de la curva de modulación horaria de la demanda y las probabilidades de funcionamiento de las tomas en cada período de discriminación horaria obtenidas en la simulación implican la tendencia a mantener la misma forma de consumir durante toda la campaña de riegos, aunque parecería lógico pensar que en etapas iniciales y finales de la temporada de riegos con volúmenes demandados mucho menores al período de máximo consumo, se utilizarán al máximo todas las horas valle de tarifa eléctrica, evitando tanto las llana como las punta, y que conforme aumentaran las necesidades de riego, se usaran las horas llano y si es necesario las punta. Los resultados obtenidos pueden deberse a que gran número de regantes mantienen sus hábitos durante toda la temporada de riegos sin preocuparse del precio de metro cúbico elevado.

Sin embargo en redes de distribución urbanas, autores como Jowitt y Xu (1992) y Shvartser y col. (1993) obtienen diferentes patrones de demanda en función de la época del

año y de los períodos vacacionales, aunque éstos presentan muy poca variabilidad horaria en comparación con el de la zona regable de Fuente Palmera. En otros sistemas de riego (Ezaki y Komamura, 1989; Mehta y Goto, 1992), también se considera una única curva de modulación horaria de la demanda de agua durante toda la temporada de riegos, aunque éstas se caracterizan por presentar la mayor parte del consumo por la mañana (de 7 a 11 horas) y por la tarde (de 16 a 20 horas). Asimismo, Hirose (1997) muestra distintos patrones de demanda en función del período de la temporada de riegos: punta de consumo por la mañana, puntas de consumo por la mañana y por la tarde, y puntas de consumo por la tarde. En todos estos casos son mínimos los consumos nocturnos, probablemente como consecuencia del menor grado de automatización de estas zonas regables.

Por otro lado, se ha encontrado una correlación aceptable entre las necesidades hídricas de los cultivos y los usos diarios de agua, lo que parece indicar que en la aplicación de agua en la zona regable de Fuente Palmera se tienen en cuenta las necesidades hídricas de los cultivos, como asimismo comprobaron Reca y col. (1994) pero en períodos mensuales. Sin embargo, los usos de agua de la zona son inferiores a las necesidades. Las causas pueden ser la limitación debida a las concesiones de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, pérdidas pequeñas en el sistema de distribución, buena eficiencia del riego o los importantes costes energéticos que suponen un mayor precio del agua en esta zona.

Como los usos del agua se mantienen menores a las necesidades hídricas podría plantearse el uso exclusivo de las horas valle de tarifa eléctrica para aplicar el riego durante toda la campaña. Esta solución no es viable con la red existente en Fuente Palmera, ya que se necesitarían mayor diámetro de tuberías y mayores grupos de bombeo. De este modo, Pulido y Roldán (1996) realizando análisis de sensibilidad del coste de la red a la variación del tiempo de aplicación del riego concluyen que la solución más adecuada es utilizar sólo las horas de tarifas más bajas cuando el número de horas de funcionamiento de la instalación es bajo, y por el contrario, cuando el número de horas de funcionamiento es elevado habrá que considerar la alternativa de tener que utilizar frecuentemente tanto las horas de coste bajo como las horas de coste medio.

La metodología que se expone para la generación de las funciones de densidad asociadas a la distribución de caudales en los períodos de discriminación horaria de la campaña de riegos presenta como ventaja el hecho de tener en cuenta la evolución temporal de las necesidades y de considerar en la determinación de las probabilidades el efecto de la concentración de las demandas en determinados momentos de la jornada de riegos debido a la diferenciación en la tarificación horaria de la energía eléctrica. Los resultados obtenidos difieren significativamente con los obtenidos con la metodología de López-Luque y col. (1995) en la que todas las horas de la jornada de riegos son igualmente probables. Esta última puede servir de suma utilidad en aquellas zonas regables donde no existan experiencias que hagan prever el comportamiento de los regantes ante la discriminación horaria.

Se ha comprobado que los criterios de proyecto basados en establecer una probabilidad de funcionamiento de las tomas uniforme en todas las horas de la jornada de

riegos, suponen una infraestimación de los caudales de diseño y, por consiguiente, un dimensionado de las redes para unos caudales inferiores a los que realmente se producen. A estas mismas conclusiones llegan Reca y col. (1999) en redes de distribución a la demanda para sistemas intensivos de cultivos, aunque en este caso, las causas de la simultaneidad del riego se deban a la heterogeneidad de las explotaciones. El estudio del desglose de las probabilidades del riego según los diferentes períodos de discriminación energética junto con la consideración de que el tiempo de riego depende del tiempo de aplicación de cada unidad de explotación y del número de éstas en cada agrupación, es un trabajo de especial relevancia que será objeto de futuros análisis.

La caracterización de la demanda horaria de agua de un sistema de impulsión permite estudiar tarifas eléctricas alternativas que puedan ser más interesantes para la zona regable como así se lleva a cabo en el capítulo 5. Para ello se evaluarán los costes de las secuencias de potencia demandadas generadas a partir de los hábitos actuales con tarifas diferentes (que incluso contemplarán períodos de discriminación horaria diferentes). Si en algún caso una nueva tarifa diese lugar a unos costes energéticos inferiores deberemos recomendarla para esa zona. Se ha de ser consciente de que cuando los regantes readapten sus costumbres a la nueva tarifa, los costes serán aún inferiores a los predichos en la evaluación.

El establecimiento de las funciones de demanda en el punto de acometida de la red de distribución reflejando la variabilidad en el caudal y la altura piezométrica demandados durante toda la campaña y período de discriminación, también permitirán que la evaluación y, por tanto, el diseño y la optimización del sistema de impulsión que se realizará en el capítulo 5, se determine de un modo más aproximado que el ofrecido por las metodologías ‘tradicionales’ basadas en un único punto de funcionamiento de los impulsores. Además se podrán regular los niveles de presión en la red y se tendrán puntos de referencia sobre los que contrastar la rentabilidad energética de un sistema de regulación determinado (depósitos, balsas o equipos de regulación de velocidad en las bombas). Las funciones de demanda nos indicarán las condiciones de bombeo ideales, mientras que la curva característica de los grupos de bombeo nos dará las reales.

3.5. BIBLIOGRAFÍA

- Botes, J. H. F.; D. J. Bosch y L. K. Oosthuizen. 1996. A simulation and optimisation approach for evaluating irrigation information. *Agric. Systems*, 51: 165-183.
- Boyer, J. N.; J. W. Fourqurean y R. D. Jones. 1997. Spatial characterization of water-quality in Florida Bay and Whitewater Bay by multivariate analyses — zones of similar influence. *Estuaries*, 20: 743-758.
- Camacho, E.; J. Reca; R. López-Luque y J. Roldán. 1998. Caudales de proyecto en una red de riego. *Actas del IV Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos*, Córdoba, 1.629-1.637.

- Carrasco, J. L. y M.A. Hernán. 1993. Análisis de clusters. *Estadística multivariante en las ciencias de la vida*. Ed. Ciencia, 9: 293-338.
- Caselli, M.; A. Degiglio; A. Mangone y A. Traini. 1998. Characterization of mineral waters by pattern-recognition methods. *J. Sci. Food and Agric.*, 76: 533-536.
- Chávez-Morales, J.; M.A. Mariño y E.A. Holzapfel. 1992. Planning simulation model of irrigation district. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 118: 74-87.
- Chen, Y. C. 1988. Applications of time series analysis to water demand prediction. *Computer applications in water supply. Systems analysis and simulation*. B. Coulbeck y C. H. Orr (Eds.), Research Studies Press, UK, and John Wiley and Sons, Vol. 1: 289-296.
- Clément, R. 1966. Calcul des débits dans les réseaux d'irrigation fonctionnant a la demande. *La Houille Blanche*, 20: 553-575.
- Clément, R. y A. Galand. 1979. *Irrigation par aspersion et réseaux collectifs de distribution sous pression*. Editions Eyrolles, Paris.
- Coronato, F. y A. Bisigato. 1998. A temperature pattern-classification in Patagonia. *Int. J. Climatol.*, 18: 765-773.
- Coulbeck, B. 1988. Methodologies for modelling and control. *Computer control of water supply*. School of Electronic and Electrical Engineering, Leicester Polytechnic, UK, 8-32.
- Coulbeck, B.; S. T. Tennant y C. H. Orr. 1985. Development of a demand prediction program for use in optimal control of water supply. *Systems Sci.*, 11: 59-66.
- Davis, J. M.; B. K. Eder; D. Nychka y Q. Yang. 1998. Modeling the effects of meteorology on ozone in Houston using cluster-analysis and generalized additive-models. *Atmospheric Env.*, 32: 2505-2520.
- Escribano, M. R.; M. Santalla; P. A. Casquero y A. M. Deron. 1998. Patterns of genetic diversity in landraces of common bean (*Phaseolus Vulgaris*, L.) from Galicia. *Plant Breeding*, 117: 49-56.
- Ezaki, K. y M. Komamura. 1989. Systemazation into figure types of hourly field irrigation variations within a day and examination of proper irrigation pond volume. *Trans. Japanese Society of Irrig. Drain. Reclamation Engrg.*, 140(2), April 7-18.
- García-Serra, J. y F. Sanz. 1992. Criterios previos al cálculo de una red. *Curso de Ingeniería Hidráulica aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, tomo II, capítulo 12.
- Granados, A. 1990. Cálculo de caudales. *Infraestructura de regadíos. Redes colectivas de riego a presión*. E. T. S. de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Madrid, 4: 65-86.

- Hirose, S. 1997. Determination of the capacity of a regulating pond in a pipeline irrigation system. *Rural and Env. Engrg.*, 33: 66-78.
- Jowitt, P.W. y C. Xu. 1992. Demand forecasting for water distributions systems. *Civ. Engrg. Systems*, 9: 105-121.
- Knox, J. W.; E. K. Weatherhead y R. I. Bradley. 1997. Mapping the total volumetric irrigation water requirements in England and Wales. *Agric. Water Mgmt.*, 33: 1-18.
- Krasovskaia, I. 1997. Entropy-based grouping of river flow regimes. *J. Hydrol.*, 202: 173-191.
- López-Luque, R.; J. Reca; E. Camacho; J. Roldán y M. Alcaide. 1995. Valoración energética y diseño óptimo de impulsiones con caudal variable. *Ingeniería del agua*, 2: 19-24.
- Losada, A. 1995. Bombas y sistemas de impulsión. *El riego. Fundamentos hidráulicos*. Mundi-Prensa, XII: 251-292.
- Martín, A. y J.D. Luna. 1994. Tests de homogeneidad con dos muestras. *Bioestadística para las Ciencias de la Salud*, VIII: 235-296.
- Martínez, J.; J. Reca; A. Zapata; C. Arriola y J.L. Callejón. 1999. Manejo del agua de riego en cultivos intensivos de invernadero del sudeste español. *Actas del XVII Congreso Nacional de Riegos*, Murcia, 483-490.
- Mavropoulos, T. I. 1997. Sviluppo di una nuova formula per il calcolo delle portate di punta nelle reti irrigue con esercizio alla domanda. *Riv. di Irr. e Dren.*, 44: 27-35.
- McBratney, A. B. y R. Webster. 1981. Spatial dependence and classification of the soil along a transect in north-east Scotland. *Geoderma*, 26: 63-82.
- Mehta, B. K. y A. Goto. 1992. Design and operation of on-farm irrigation ponds. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 118: 659-673.
- Miguel, C.; M. P. Montesinos y J. L. Ayuso. 1998. Estudio de la demanda de agua potable en la ciudad de Córdoba. *Actas del IV Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos*, Córdoba, 1648-1658.
- Mizyed, N.; J. Loftis; R. Oad y A. Early. 1991. Importance of demand estimation in irrigation-system management. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 117: 336-349.
- Molino, B.; G. Rasulo y L. Tagliatela. 1996. Forecast model of water consumption for Naples. *Water Resour. Mgmt.*, 10: 321-332.
- Nel, D. y J. Haarhoff. 1996. Sizing municipal water storage tanks with Monte Carlo simulation. *J. Water SRT — Aqua*, 45: 203-212.

- Oliver, M. A. y R. Webster. 1987. The elucidation of soil pattern in the Wyre Forest of the West Midlands, England. I: Multivariate distribution. *J. Soil Sci.*, 38: 279-291.
- Pérez-García, R. 1996. Consideraciones de diseño en las redes de distribución. *Curso de análisis, diseño, operación y mantenimiento de redes hidráulicas a presión*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, y Aguas de Valencia (Eds.), tomo I, capítulo 8.
- Pulido, I. y J. Roldán. 1996. Ahorro energético en el diseño de una red de impulsión y distribución de agua para riego. *Actas del XIV Congreso Nacional de Riegos*, Aguadulce (Almería), 539-548.
- Reca, J.; J. Martínez; A. Zapata; J.G. López y J.L. Callejón. 1999. Estimación de caudales circulantes en redes de distribución de agua a presión, ramificadas y a la demanda para sistemas de cultivos intensivos. *Actas del XVII Congreso Nacional de Riegos*, Murcia, 491-499.
- Reca, J.; J. Roldán; M. Alcaide; E. Camacho; R. López-Luque y J. del Campo. 1994. Uso del agua en zonas regables de la cuenca del Guadalquivir. Caso de Fuente Palmera y Guadalmellato. *Actas de las XII Jornadas Técnicas sobre Riegos*, Pamplona, 387-400.
- Rubin, J. 1967. Optimal classification into groups: an approach for solving the taxonomy problem. *J. Theoret. Biol.*, 15: 103-110.
- Rüfenacht, H. P. y H. Guibentif. 1997. A model for forecasting water consumption in Geneva canton, Switzerland. *J. Water SRT — Aqua*, 46: 196-201.
- Saporta, D. y M. Muñoz. 1994. El consumo en redes de distribución. Predicción diaria de la demanda. *Mejora del rendimiento y de la fiabilidad en sistemas de distribución de agua*. Aguas de Valencia y U.D. Mecánica de Fluidos (UPV), 2: 43-75.
- Saruwatari, N. y A. Yomota. 1995. Forecasting system of irrigation water on paddy field by fuzzy theory. *Agric. Water Mgmt.*, 28: 163-178.
- Shukla, S.; S. Mostaghimi; B. Petrauskas y M. Al-Smadi. 2000. Multivariate technique for baseflow separation using water quality data. *J. Hydrol. Engrg.*, 5: 172-179.
- Shvartser, L.; U. Shamir y M. Feldman. 1993. Forecasting hourly water demands by pattern recognition approach. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 119: 611-627.
- Ungaro, N.; G. Marano; A. Vlora y M. Martino. 1998. Space-time variations of demersal fish assemblages in the South-Western Adriatic Sea. *Vie et Milieu-Life and Env.*, 48: 191-201.
- Webster, R. y M. A. Oliver. 1990. Numerical classification: non-hierarchical methods. *Statistical methods in soil and land resource survey*. Oxford University Press, Oxford, 11: 191-212.

ANEXO 3.I. GLOSARIO

CR:	Comunidad de Regantes
CU_v , CU_{ll} , CU_p :	Coefficientes de uso en los períodos tarifarios valle, llano y punta
D:	Diámetro
d_i :	Dotación de la toma i
f :	Factor de rozamiento
F:	Estadístico del análisis de regresión lineal
$f_{jv}(Q)$, $f_{jll}(Q)$, $f_{jp}(Q)$:	Funciones de densidad asociadas al caudal en el día j y período de discriminación horaria valle, llano y punta
g :	Aceleración de la gravedad
GL:	Parámetro de diseño grado de libertad
H:	Altura piezométrica
$H(Q)$:	Curva característica del sistema de distribución
h_f :	Pérdidas de carga
j_{max} :	Día de la campaña de riegos en que las necesidades son máximas
k :	Coefficiente de aspereza
K:	Coefficiente de proporcionalidad
L:	Longitud
N :	Función de densidad normal
N_j :	Necesidades de riego en el día j
N_{jmax} :	Necesidades de riego en el día de máximo consumo de la campaña de riegos
nt :	Número total de tomas
p :	Probabilidad de funcionamiento de una toma en el día de máximo consumo
P_γ :	Nivel de significación
p_j :	Probabilidad de funcionamiento de una toma en el día j
p_{jv} , p_{jll} , p_{jp} :	Probabilidades de funcionamiento de las tomas en el día j de la campaña de riegos y en cada período de discriminación horaria (valle, llano y punta)
Pseudo F:	Estadístico del análisis de 'clusters'
q :	Caudal ficticio continuo
Q:	Caudal
R^2 :	Coefficiente de determinación
S_i :	Superficie asociada a la toma i

S_T :	Superficie total de riego
t :	Tiempo disponible para el riego
t_v, t_{ll}, t_p :	Tiempos disponibles para el riego en horas valle, llano y punta
t_j^c :	Tiempo necesario para completar el riego en el día j
$t_{jmax}^?$:	Tiempo necesario para la aplicación del riego en el período de máximo consumo
$t_{jv}^c, t_{jll}^c, t_{j p}^c$:	Tiempos medios de aplicación de riego en el día j en horas valle, llano y punta de tarifa eléctrica
U :	Velocidad media del agua
V_T :	Volumen total de agua usado en la zona regable
V_v, V_{ll}, V_p :	Volúmenes de agua usados en cada uno de los períodos tarifarios valle, llano y punta
Z :	Estadístico del test de Wilcoxon
$? :$	Número de Reynolds
$?_{jv}, ?_{jll}, ?_{jp}$:	Medias de la función de distribución normal asociada a los caudales requeridos en el día j en los períodos de discriminación horaria valle, llano y punta
$s_{jv}^2, s_{jll}^2, s_{jp}^2$:	Varianzas de la función de distribución normal asociada a los caudales requeridos en el día j en los períodos de discriminación horaria valle llano y punta

CAPÍTULO 4

CONTRATACIÓN Y FACTURACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- 4.1. Introducción
- 4.2. Clasificación de tarifas reguladas
 - 4.2.1. Tarifas de baja tensión
 - 4.2.2. Tarifas de alta tensión
- 4.3. Complementos de la tarifa básica
 - 4.3.1. Complemento por discriminación horaria
 - 4.3.2. Complemento por energía reactiva
 - 4.3.3. Complemento por estacionalidad
 - 4.3.4. Complemento por interrumpibilidad
- 4.4. Determinación de la potencia a facturar
- 4.5. Control de la potencia
- 4.6. Contratos para suministros de temporada
- 4.7. Tarifa horaria de potencia
- 4.8. Liberalización del suministro de energía eléctrica
- 4.9. Acometida eléctrica
- 4.10. Bibliografía

Anexo 4.I. Relación de las tarifas eléctricas básicas con los precios de sus términos de potencia y de energía

Anexo 4.II. Glosario

CAPÍTULO 4. CONTRATACIÓN Y FACTURACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1. INTRODUCCIÓN

El sistema de tarifas eléctricas vigente en España está regulado por disposiciones del Ministerio de Industria y Energía (Orden Ministerial de 12 de enero de 1995, B.O.E. 14-1-1995). Estas tarifas son aplicables a la energía suministrada por las empresas acogidas al Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica (SIFE). Los precios de la energía eléctrica se revisan anualmente y son publicados en el Boletín Oficial del Estado en las primeras fechas del año.

Las tarifas de energía eléctrica se denominan de estructura binomia porque están compuestas por dos elementos. El primero es el *término de potencia* (Tp) que se aplica sobre la potencia base de facturación y se expresa en pta/kW-mes. El segundo es el *término de energía* (Te) que se aplica sobre el consumo efectuado por el cliente y su unidad de medida es pta/kWh. La suma de estos dos términos constituye la *tarifa básica*, la cual figurará siempre, independientemente del tipo de tarifa que contrate el abonado.

Ambos términos están afectados, cuando proceda, por recargos o bonificaciones, denominados *complementos de tarifa*, que son los siguientes:

- Discriminación horaria. En este complemento se tienen en cuenta los distintos costes de producción de energía, en función de las horas del día o de los días de la semana en que se produce la demanda energética.
- Energía reactiva. Aparece como consecuencia de los costes fijos y variables derivados del consumo de energía reactiva-inductiva, que precisan determinados receptores eléctricos.
- Interrumpibilidad (sólo para alta tensión). Consiste en una bonificación a aquellos abonados que realizan una oferta de reducción de potencia, en el momento en que por parte del Sistema Eléctrico Peninsular se haga tal petición.
- Estacionalidad (sólo para alta tensión). Se tienen en cuenta los distintos costes de generación eléctrica a lo largo del año, gravando la potencia y el consumo durante la temporada de mayor demanda y bonificando el consumo que se realiza en la temporada de baja demanda energética.

La tarifa básica sumada a los complementos citados nos da el precio tope de tarifa, al que se le ha de añadir el *Impuesto sobre la Electricidad* (Ley 66/1997, B.O.E. 31-12-97) y el importe del alquiler del equipo de medida y control, caso de ser propiedad de la empresa suministradora, y sobre estos conceptos se aplicará el I.V.A. correspondiente (actualmente el

16 %). El importe del Impuesto sobre la Electricidad es el resultado de aplicar el tipo impositivo del 4,864 % sobre el resultado de multiplicar 1,05113 por la suma de los importes de los términos de facturación de potencia, de energía y de los complementos tarifarios. Los importes de los alquileres de los equipos de medida y control se publican anualmente en el Boletín Oficial del Estado junto con los precios de la energía eléctrica.

Actualmente, la industria eléctrica española y el propio suministro de electricidad caminan hacia un nuevo sistema cuyo marco legal se halla contenido en la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997, B.O.E. 28-11-1997) que introduce la libre competencia en la generación de la energía eléctrica y deroga el anterior modelo de explotación unificada. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista que abandona el principio de retribución por costes estándares y pasa a derivar los ingresos directamente del mercado.

Las bases fundamentales de este nuevo sistema se encuentran en el Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional (Ministerio de Industria y Energía, 1996), suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y por las empresas Iberdrola, Endesa, Unión Eléctrica Fenosa, Compañía Sevillana de Electricidad, Fecsa, Hidroeléctrica del Cantábrico y UNESA.

El nuevo sistema liberaliza el mercado eléctrico español, introduce la competencia en las actividades de generación y comercialización de electricidad, y abre la posibilidad de que los consumidores puedan ir eligiendo el suministrador que deseen y acordar libremente con él las condiciones del suministro. Según la Ley 54/1997 (B.O.E. 28-11-1997), se establece un período transitorio para que este proceso de liberalización se desarrolle progresivamente, de forma que la libertad de elección llegue a ser una realidad para todos los consumidores en un plazo de diez años. Los consumidores podrán adquirir la energía eléctrica a tarifa regulada o elegir suministrador cuando se trate de clientes cualificados. A partir de 1998, tienen la condición de consumidores cualificados aquellos cuyo volumen de consumo anual supere los 15 millones de kWh; en el año 2000 la capacidad de elección es posible para aquellos consumidores que consuman 9 millones de kWh; en el año 2002, el límite se reducirá hasta 5 millones de kWh, y a partir del año 2007 tendrán la consideración de cualificados todos los consumidores de energía eléctrica. Asimismo, se autoriza al Gobierno a modificar los límites mencionados anteriormente si así lo recomiendan las condiciones del mercado (apartado 4.8).

A continuación se describen la clasificación de tarifas reguladas, sus complementos y los modos de facturar la potencia, profundizando más en aquellos aspectos tratados en este trabajo. Para detalles más exhaustivos se remite al lector a la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995 (B.O.E. 14-1-1995) y al Real Decreto 2821/1998 (B.O.E. 30-12-1998). De igual modo, se describe en el apartado 4.8 el contrato de comercialización de energía eléctrica, dentro del mercado liberalizado, firmado el 1 de mayo de 1999 entre Endesa Energía S.A. y la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera.

4.2. CLASIFICACIÓN DE TARIFAS REGULADAS

Las tarifas eléctricas se pueden clasificar por la tensión de suministro en dos grandes grupos:

- Tarifas de baja tensión. Se aplican a los suministros que tienen tensiones de servicio no superiores a 1.000 V.
- Tarifas de alta tensión. Se aplican a todos los suministros con tensiones superiores a 1.000 V.

Además las tarifas pueden también clasificarse por aplicación o tipo de utilización en los siguientes grupos:

- Generales. De aplicación a todos los clientes, sin ningún condicionante.
- Específicas. De aplicación a todos los clientes, pero limitadas en cuanto a potencia.
- Especiales. De aplicación a suministros con una utilización excluyente.

4.2.1. Tarifas de baja tensión

Las tarifas generales de baja tensión son la 3.0 y la 4.0. Además, existen dos modalidades específicas (1.0 y 2.0) caracterizadas por la máxima potencia a contratar y las tarifas especiales R.0 y B.0 con utilización excluyente. Estos seis grupos, con sus características correspondientes, se describen a continuación.

Tarifa 1.0

Esta tarifa se podrá aplicar a cualquier suministro de fase-neutro o bifásico con potencia contratada no superior a 770W. Se podrán contratar distintas potencias dependiendo de la tensión nominal, tal y como se muestra en la tabla 4.1. A esta tarifa no le son de aplicación ninguno de los complementos de tarifa indicados anteriormente.

Tensión nominal (V)	Potencia contratada (W)
127	445; 635
220	330; 770

Tarifa 2.0

Esta tarifa sirve de aplicación general para todos los usos cuyas potencias contratadas no sean superiores a 15 kW. Le es de aplicación el complemento por energía reactiva si se midiera un factor de potencia inferior a 0,8 y opcionalmente, puede aplicarse el complemento por discriminación horaria tipo 0 denominado “Tarifa Nocturna”, que se describe en el apartado 4.3.1 correspondiente a los complementos de la tarifa básica.

Tarifa 3.0 de utilización normal

Es una tarifa general ya que es aplicable a cualquier tipo de suministro independientemente de la potencia contratada. Los complementos que se le aplican son los correspondientes a energía reactiva y discriminación horaria.

Tarifa 4.0 de larga duración

La tarifa 4.0 es una tarifa de uso general aconsejable en el caso de consumos con largas horas de utilización. Los complementos que se aplican a esta tarifa son los mismos que para la tarifa 3.0, es decir, energía reactiva y discriminación horaria.

Tarifa B.0 de alumbrado público

Se podrá aplicar a los suministros de alumbrado público (el destinado a calles, plazas, parques públicos, vías de comunicación y semáforos) en baja tensión, siempre que éstos sean contratados por la Administración Central, Autonómica o Local. El único complemento de tarifa que se le aplica a esta tarifa es el de energía reactiva.

Tarifa R.0 para riegos agrícolas

Esta tarifa es aplicable a los suministros de energía en baja tensión con destino a riegos agrícolas o forestales, exclusivamente para la elevación y distribución del agua de propio consumo. La tarifa R.0 se deriva de la tarifa general de utilización normal (tarifa 3.0) con una reducción para tener en cuenta la estacionalidad del consumo. Los complementos que se aplican a esta tarifa son los de energía reactiva y discriminación horaria (excepto el tipo 5).

4.2.2. Tarifas de alta tensión

Las tarifas en alta tensión se clasifican como generales y especiales. Las tarifas generales son la 1., 2. y 3. que se corresponden con las denominaciones de corta, media y larga utilización, respectivamente. El grupo de tarifas especiales está formado por cuatro tipos que son: la tarifa T para tracción, la tarifa R para riegos agrícolas, la tarifa G.4 de grandes consumidores y la tarifa D para venta a distribuidores en alta tensión. A continuación se describen cada una de las tarifas con sus campos de aplicación y complementos.

Tarifas generales de alta tensión

Estas tarifas se podrán aplicar a cualquier suministro en alta tensión, dependiendo del escalón de tensión en el que se haga la acometida. Sus doce modalidades, en función de la utilización y de la tensión de servicio, se relacionan en la tabla 4.2. A estas tarifas les son aplicables complementos por energía reactiva y discriminación horaria, y, en su caso, por estacionalidad e interrumpibilidad si cumplen las condiciones requeridas.

Tabla 4.2. Modalidades de las tarifas generales de alta tensión

Nivel de tensión	Utilización		
	Corta (1.)	Media (2.)	Larga (3.)
Hasta 36 KV, inclusive (.1)	1.1	2.1	3.1
Mayor de 36 KV y no superior a 72,5 KV (.2)	1.2	2.2	3.2
Mayor de 72,5 KV y no superior a 145 KV (.3)	1.3	2.3	3.3
Mayor de 145 KV (.4)	1.4	2.4	3.4

Tarifas T para tracción

Esta tarifa es aplicable a los suministros de energía eléctrica para tracción de ferrocarriles, ferrocarriles metropolitanos, tranvías y trolebuses, así como a la energía destinada a los servicios auxiliares o alumbrado de las instalaciones transformadoras para tracción y a los sistemas de señalización que se alimentan de ellas, siempre que estos servicios sean de titularidad pública. Sus modalidades, en función de la tensión máxima de servicio, son: **T.1**, hasta 36 kV inclusive; **T.2**, mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV, y **T.3**, mayor de 72,5 kV. A estas tarifas se le pueden aplicar complementos por energía reactiva y discriminación horaria.

Tarifas R para riegos agrícolas

Estas tarifas están destinadas a los suministros de energía en alta tensión con destino a riegos agrícolas o forestales, exclusivamente para la elevación y distribución del agua. Dispone, igual que en el caso anterior, de tres modalidades en función de la tensión máxima de servicio, que son: **R.1**, hasta 36 kV inclusive; **R.2**, mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV, y **R.3**, mayor de 72,5 kV. A esta tarifa le son de aplicación complementos por energía reactiva y discriminación horaria (excepto el tipo 5).

Tarifa G.4 de grandes consumidores

Esta tarifa es aplicable a los suministros de energía en alta tensión que reúnan las siguientes características:

- Potencia contratada en un solo punto superior a 100.000 kW.
- Utilización anual de la potencia contratada superior a ocho mil horas.
- Utilización mensual superior a la correspondiente a 22 horas diarias de la potencia contratada.
- Tensión nominal del suministro mayor de 145 kV.

Para determinar la utilización anual se considerará el año eléctrico, comprendido entre el 1 de noviembre de un año y el 31 de octubre del año siguiente. La utilización mensual se medirá por meses naturales.

A esta tarifa se le aplican los complementos por energía reactiva y discriminación horaria, incluso en el caso de que la Dirección General de la Energía imponga a sus abonados contraprestaciones de estos tipos.

Tarifas D para venta a distribuidores en alta tensión

Las tarifas D son aplicables a las ventas de energía en alta tensión a aquellos distribuidores a quienes se les viniese facturando por las mismas. No se pueden aplicar a los consumos de energía eléctrica de las industrias propias del distribuidor, para los que la tarifa aplicable será la general correspondiente. Se distinguen cuatro modalidades en función de la tensión máxima de servicio del suministro: **D.1**, hasta 36 kV inclusive; **D.2**, mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV; **D.3**, mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV, y **D.4**, mayor de 145 kV. A estas tarifas les son de aplicación complementos por energía reactiva y discriminación horaria. La determinación de la potencia a facturar para los abonados a esta tarifa es incompatible con los modos 1 y 5 dispuestos en el apartado 4.4.

En el anexo 4.I se relacionan las tarifas eléctricas básicas con los precios de sus términos de potencia y de energía para los años 1997, 1998 y 1999.

4.3. COMPLEMENTOS DE LA TARIFA BÁSICA

Los complementos tarifarios consisten en una serie de recargos o bonificaciones que se aplican directamente al coste total de la facturación básica de energía eléctrica o al coste de uno de los términos que conforman la tarifa básica. Se calculan de forma diferente según el tipo de complemento, y deberán figurar por separado en el recibo de energía eléctrica.

4.3.1. Complemento por discriminación horaria

Este complemento está constituido por un recargo o descuento que se aplica sobre el término de energía y se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CH = Te \sum_i \frac{e_i \cdot K_{pi}}{100} \quad (4.1)$$

donde **CH** es el recargo o bonificación (pta), **e_i** es la energía consumida en cada uno de los períodos **i** definidos para cada tipo de discriminación horaria (kWh), **K_{pi}** es el coeficiente de recargo o descuento y **Te** es el precio del término de energía (pta/kWh) de la tarifa general de media utilización correspondiente a la tensión de suministro, excepto para la tarifa G.4 que se tomará el término de energía correspondiente a esta tarifa y para baja tensión que se tomará el término de energía correspondiente a la tarifa 3.0.

Se aplica obligatoriamente a todos los suministros con tarifas de baja tensión 3.0, 4.0 y R.0, y a todos los de alta tensión. Los abonados a la tarifa 2.0 tienen opción a que se les aplique la discriminación horaria tipo 0 denominada “tarifa nocturna”. No es de aplicación el complemento por discriminación horaria a los abonados de las tarifas B.0 y 1.0.

Los cambios de horario de invierno a verano y viceversa coinciden con la fecha de los cambios oficial de hora, que se realizan a finales de los meses de marzo y de octubre, respectivamente. En la tabla 4.3 se presentan los cambios oficiales de hora de los años 1997, 1998 y 1999.

Tabla 4.3. Fecha de los cambios oficiales de la hora de los años 1997, 1998 y 1999

Año	Verano	Invierno
1997	30 de marzo	26 de octubre
1998	29 de marzo	25 de octubre
1999	28 de marzo	30 de octubre

Los tipos de discriminación horaria a los que podrán optar los distintos usuarios, sin más limitaciones que las que en cada caso se especifican, y siempre que tengan instalados los equipos de medida adecuados, son los siguientes:

- Tipo 0: llamado también “tarifa nocturna”. Sólo se aplica a los abonados a la tarifa de baja tensión 2.0. Es necesario disponer de un contador de doble tarifa.
- Tipo 1: discriminación horaria sin contador de tarifa múltiple. De aplicación a los abonados con potencia contratada igual o inferior a 50 kW.
- Tipo 2: discriminación horaria con contador de doble tarifa. De uso general.
- Tipo 3: discriminación horaria con contador de triple tarifa, sin discriminación de sábados y festivos. De uso general.
- Tipo 4: discriminación horaria con contador de triple tarifa y discriminación de sábados y festivos. De uso general.
- Tipo 5: discriminación horaria estacional con contador de quintuple tarifa. De uso general pero será incompatible con el complemento por estacionalidad y con tarifas que en su definición estén excluidas de este tipo de discriminación.

Las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional a efectos de una aplicación más eficiente de la discriminación horaria, son las relacionadas a continuación e incluyen las Comunidades Autónomas que se indican en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Zonas eléctricas en que se divide España

Zona	Comunidades Autónomas
1	Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco, Castilla-León, La Rioja y Navarra
2	Aragón y Cataluña
3	Madrid, Castilla-La Mancha y Extremadura
4	Valencia, Murcia y Andalucía
5	Balears
6	Canarias
7	Ceuta y Melilla

A continuación se procede a describir cada uno de los tipos de la discriminación horaria con sus correspondientes recargos, descuentos y horas de aplicación.

Discriminación horaria tipo 0

Este tipo de discriminación sólo es aplicable a la tarifa 2.0. Se denomina “tarifa nocturna”. Se aplican directamente los precios fijados a la energía consumida en cada uno de los períodos horarios, y no se aplicarán los recargos o descuentos establecidos en el punto 7.4.1 del Título I del Anexo I de la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995 (B.O.E. 14-1-1995). A título de ejemplo, se presentan los precios de los años 1997 (Real Decreto 2657/1996, B.O.E. 28-12-1996), 1998 (Real Decreto 2016/1997, B.O.E. 27-12-1997) y 1999 (Real Decreto 2821/1998, B.O.E. 30-12-1998):

- Energía consumida día (punta y llano): 16,28 pta/kWh (1997), 15,01 pta/kWh (1998) y 14,63 pta/kWh (1999).
- Energía consumida noche (valle): 7,78 pta/kWh (1997), 6,81 pta/kWh (1998) y 6,64 pta/kWh (1999).

Las horas valle que se consideran en todas las zonas eléctricas son para el horario de invierno de 23 a 24 horas y de 0 a 7 horas, y para el horario de verano de 0 a 8 horas.

Discriminación horaria tipo 1

Se consideran dentro de este tipo todos los abonados con potencia contratada igual o inferior a 50 kW, y que hayan optado por un contador de energía activa con un único totalizador. Estos usuarios tienen un coeficiente de recargo del 20% sobre la totalidad de la energía consumida.

Discriminación horaria tipo 2

Es una discriminación horaria de uso general en la que es necesario disponer de un contador de doble tarifa que discrimine los consumos en horas punta del resto de las horas, tal y como se muestra en la tabla 4.5. Para esta modalidad se consideran horas punta en todas las zonas de España en horario de invierno de 9 a 13 horas y en horario de verano de 10 a 14 horas.

Tabla 4.5. Coeficiente de recargo para la discriminación horaria tipo 2

Período horario	Duración (horas/día)	Recargo
Horas punta	4	+40
Horas llano y valle	20	---

Discriminación horaria tipo 3

Esta discriminación horaria es de uso general y necesita un contador de triple tarifa que discrimine los consumos en horas punta, horas llano y horas valle, sin diferenciar los sábados y festivos. A los consumos en kWh de las tres discriminaciones se le aplica el recargo o bonificación que se expresa en la tabla 4.6. Se consideran horas punta, llano y valle en las diferentes zonas de España las indicadas en la tabla 4.7.

Tabla 4.6. Coeficientes de recargo y descuento para la discriminación horaria tipo 3

Período horario	Duración (horas/día)	Recargo o descuento
Horas punta	4	+70
Horas llano	12	---
Horas valle	8	-43

Tabla 4.7. Períodos horarios de la discriminación tipo 3

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18/22-24	0-8	9-13	8-9/13-24	0-8
2	18-22	8-18/22-24	0-8	9-13	8-9/13-24	0-8
3	18-22	8-18/22-24	0-8	10-14	8-10/14-24	0-8
4	18-22	8-18/22-24	0-8	10-14	8-10/14-24	0-8
5	18-22	8-18/22-24	0-8	19-23	0-1/9-19/23-24	1-9
6	18-22	8-18/22-24	0-8	19-23	0-1/9-19/23-24	1-9
7	19-23	8-19/23-24	0-8	20-24	0-1/9-20	1-9

Discriminación horaria tipo 4

Este tipo de discriminación de uso general es similar al tipo 3, añadiendo la diferenciación de los sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional. Para ello se necesita un equipo de medida adecuado donde estén programados los sábados y festivos. Los coeficientes de recargo o descuento aplicables y la duración de cada período son los que se detallan en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. *Coefficientes de recargo y descuento para la discriminación horaria tipo 4*

Período horario	Duración	Recargo o descuento
Horas punta	6 horas de lunes a viernes	+100
Horas llano	10 horas de lunes a viernes	---
Horas valle	8 horas de lunes a viernes 24 horas en sábados y domingos	-43

Se consideran también como horas valle las 24 horas de los días festivos de ámbito nacional con inclusión de aquellos que pueden ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma para los abonados que posean el equipo de discriminación horario adecuado. Las horas punta, llano y valle en cada una de las zonas eléctricas antes definidas son las que se muestran en la tabla 4.9.

Tabla 4.9. *Períodos horarios de la discriminación tipo 4*

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	16-22	8-16/22-24	0-8	8-14	14-24	0-8
2	17-23	8-17/23-24	0-8	9-15	8-9/15-24	0-8
3	16-22	8-16/22-24	0-8	9-15	8-9/15-24	0-8
4	17-23	8-17/23-24	0-8	10-16	8-10/16-24	0-8
5	16-22	7-16/22-23	0-7/23-24	17-23	0-1/9-17/23-24	1-9
6	16-22	7-16/22-23	0-7/23-24	17-23	8-17/23-24	0-8
7	17-23	8-17/23-24	0-8	18-24	0-1/9-18	1-9

Discriminación horaria tipo 5

El tipo 5 de discriminación horaria estacional combina las variaciones de carga diaria (variación de la demanda diaria) con las variaciones de la curva de carga anual (variación de la demanda según los días del año). Los días del año se clasifican a estos efectos en cuatro categorías. El número de días del año correspondientes a cada categoría son los de la tabla 4.10.

Tabla 4.10. *Clasificación de los días del año para la discriminación horaria tipo 5*

Categoría	Número de días
Pico	70
Alto	80
Medio	80
Bajo	Resto

El contrato comenzará con el principio de la temporada alta eléctrica (el período de temporada alta en la Península incluye los meses de noviembre a febrero, en Baleares, Ceuta y Melilla de junio a septiembre, y en las Islas Canarias de diciembre a marzo –tabla 4.14-) y tendrá una vigencia de doce meses, prorrogable por períodos iguales, si el abonado no manifiesta su voluntad de rescindirlo por escrito, con una antelación mínima de cuarenta y cinco días antes de su vencimiento.

La Dirección General de la Energía fijará para cada año los días concretos asignados a cada categoría, tanto para el sistema integrado peninsular, como para cada uno de los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago balear y archipiélago canario. A modo de ejemplo se presentan en las figuras 4.1(a) y 4.1(b) los calendarios aplicables en el sistema integrado peninsular para los años 1998 y 1999 (Resolución de 29 de diciembre de 1997, B.O.E. 31-12-1997; Resolución de 28 de diciembre de 1998, B.O.E. 31-12-1998).

Los coeficientes de recargo o descuento aplicables y la duración de cada período se detallan a continuación en la tabla 4.11. Se consideran como valle, con un coeficiente de descuento de 50, las ocho primeras horas valle de los días siguientes a días bajo, sea cual sea la categoría de los mismos. Para las distintas zonas autonómicas de España, la aplicación horaria tipo 5 se detalla en la tabla 4.12. Se considerarán como horas punta, llano y valle para los días altos, las establecidas para la discriminación horaria tipo 3. Todos los días bajos están incluidos en período horario valle (tabla 4.11).

Tabla 4.11. Coeficientes de recargo y descuento para la discriminación horaria tipo 5

Período horario	Categoría de los días	Duración (horas/día)	Recargo o descuento
Punta	Pico	10	+300
	Alto	4	+100
Llano	Pico	6	---
	Alto	12	---
	Medio	8	---
Valle	Pico	8*	-43
	Alto	8*	-43
	Medio	16*	-43
	Bajo	24*	-43
	Siguiente día bajo	8	-50

* Salvo que sean días siguientes a días bajos

ENERO

L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

FEBRERO

L	M	X	J	V	S	D
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	

MARZO

L	M	X	J	V	S	D
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

ABRIL

L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

MAYO

L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

JUNIO

L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30					

JULIO

L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

AGOSTO

L	M	X	J	V	S	D
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

SEPTIEMBRE

L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

OCTUBRE

L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

NOVIEMBRE

L	M	X	J	V	S	D
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

DICIEMBRE

L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Día pico
 Día alto
 Día medio
 Día bajo

Figura 4.1(a). Calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular en el año 1998 (Resolución de 29 de diciembre de 1997, B.O.E. 31-12-1997)

ENERO

L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

FEBRERO

L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28

MARZO

L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

ABRIL

L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

MAYO

L	M	X	J	V	S	D
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

JUNIO

L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

JULIO

L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

AGOSTO

L	M	X	J	V	S	D
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

SEPTIEMBRE

L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

OCTUBRE

L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

NOVIEMBRE

L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30					

DICIEMBRE

L	M	X	J	V	S	D
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

Día pico
 Día alto
 Día medio
 Día bajo

Figura 4.1(b). Calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular en el año 1999 (Resolución de 28 de diciembre de 1998, B.O.E. 31-12-1998)

Tabla 4.12. Períodos horarios de la discriminación tipo 5

Zona	Días pico			Días medio		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	9-14/17-22	8-9/14-17/22-24	0-8	---	9-17	0-9/17-24
2	9-14/17-22	8-9/14-17/22-24	0-8	---	10-18	0-10/18-24
3	10-15/18-23	8-10/15-18/23-24	0-8	---	10-18	0-10/18-24
4	9-14/17-22	8-9/14-17/22-24	0-8	---	14-22	0-14/22-24
5	9-14/17-22	8-9/14-17/22-24	0-8	---	16-24	0-16
6	9-12/16-23	8-9/12-16/23-24	0-8	---	16-24	0-16
7	9-13/18-24	8-9/13-18	0-8	---	16-24	0-16

4.3.2. Complemento por energía reactiva

Se define como un recargo o descuento porcentual que se aplica sobre la totalidad de la facturación básica como consecuencia del consumo de la energía llamada reactiva, y se determina a partir de la fórmula siguiente:

$$K_r = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21 \quad (4.2)$$

siendo K_r el coeficiente de recargo o descuento (%) y $\cos \varphi$ el factor de potencia medio de una instalación.

El factor de potencia o coseno de φ se determina con las lecturas registradas de los contadores de energía activa y reactiva como se muestra en la ecuación (4.3).

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} \quad (4.3)$$

donde W_a es la cantidad registrada por el contador de energía activa (kWh) y W_r es la cantidad registrada por el contador de energía reactiva (kVarh).

Los valores de la ecuación (4.3) se obtendrán con dos cifras decimales, y el redondeo se hará por defecto o por exceso según que la tercera cifra decimal despreciada sea o no menor de cinco. El valor porcentual K_r (ecuación (4.2)) se calcula con una cifra decimal, y el redondeo se hará por defecto o por exceso según que la segunda cifra decimal despreciada sea o no menor de cinco.

Cuando el resultado de la ecuación (4.2) sea negativo se aplicará una bonificación en porcentaje igual al valor absoluto del mismo. En la tabla 4.13 se relacionan algunos valores del factor de potencia con sus correspondientes recargos o bonificaciones. Los valores intermedios deben obtenerse de la expresión (4.2) y no por interpolación lineal. No se aplicarán penalizaciones superiores al 47% ni bonificaciones superiores al 4%.

Tabla 4.13. Recargos y descuentos del complemento por energía reactiva

cos ϕ	Recargo (%)	Descuento (%)
1,00	---	4,0
0,95	---	2,2
0,90	0,0	0,0
0,85	2,5	---
0,80	5,6	---
0,75	9,2	---
0,70	13,7	---
0,65	19,2	---
0,60	26,2	---
0,55	35,2	---
0,50	47,0	---

Para poder determinar la cuantía del complemento por energía reactiva es imprescindible la instalación del contador de energía reactiva. Se aplica a todas las tarifas excepto a la 1.0 y a la 2.0. No obstante, los abonados a la tarifa 2.0 deben disponer de los equipos de corrección del factor de potencia adecuados para conseguir como mínimo un valor medio de 0,8 , ya que de lo contrario la empresa suministradora podrá instalar el contador correspondiente y efectuar la facturación con complemento por energía reactiva en los períodos de lectura real en los que el coseno de ϕ medio sea inferior a 0,8. Si no hay consumo de energía activa en el período de facturación, no se aplica el complemento por energía reactiva sobre el término de potencia.

4.3.3. Complemento por estacionalidad

El complemento por estacionalidad está constituido por un recargo o descuento porcentual que se aplica sobre la parte correspondiente al término de energía de la facturación básica. Con este complemento se tienen en cuenta los distintos costes de generación eléctrica a lo largo del año, gravando el consumo durante la temporada de mayor demanda y bonificando el consumo que se realice en temporada de baja demanda energética. A tales efectos, se considera el año dividido en tres períodos (temporada eléctrica alta, media y baja) incluyendo en cada uno los meses que se muestran en la tabla 4.14. Los recargos y bonificaciones se expresan en la tabla 4.15. Se aplica a los abonados que hayan optado por el modo 5 estacional para el cálculo de la potencia a facturar (apartado 4.4), y no se debe confundir con el tipo 5 de discriminación horaria estacional visto en el apartado 4.3.1.

Tabla 4.14. Temporadas eléctricas

Zonas	Temporadas		
	Alta	Media	Baja
Península	noviembre, diciembre, enero y febrero	marzo, abril, julio y octubre	mayo, junio, agosto y septiembre
Baleares, Ceuta y Melilla	junio, julio, agosto y septiembre	enero, febrero, octubre y diciembre	marzo, abril, mayo y noviembre
Islas Canarias	diciembre, enero, febrero y marzo	abril, septiembre, octubre y noviembre	mayo, junio, julio y agosto

Tabla 4.15. Recargos y bonificaciones por período estacional

Temporada	Complemento (%)
Alta	+10
Media	---
Baja	-10

4.3.4. Complemento por interrumpibilidad

Este complemento consiste en una bonificación a aquellos abonados que realizan una oferta de reducción de potencia, en el momento que el Sistema Eléctrico Peninsular haga tal petición. Si un usuario se acoge a este complemento, se podrá disponer de parte de la potencia que utiliza en un momento de máximo consumo para evitar cortes o problemas de deficiencia de suministro a otros usuarios.

Todo abonado que tenga contratada una tarifa general en alta tensión y posea el equipo adecuado para ello, podrá acogerse al sistema de interrumpibilidad aceptando las siguientes condiciones:

- Solicitar la interrumpibilidad a la Dirección General de la Energía, con un plazo de antelación mínimo de 45 días previo al comienzo de la temporada alta.
- La potencia interrumpible ofertada por el abonado deberá ser igual o superior a 5 MW, para todos y cada uno de los tipos de interrumpibilidad a los que esté acogido.
- El contrato de este complemento debe comenzar con el inicio de una temporada alta eléctrica, tendrá una vigencia de cinco años prorrogados por iguales períodos siempre que el usuario no solicite lo contrario a la Dirección General de la Energía, con una antelación mínima de un año.
- Los abonados interrumpibles deberán remitir a la Dirección General de la Energía cualquier información sobre consumos eléctricos, facturación o condiciones del contrato que ésta le solicite. Asimismo, las empresas eléctricas deben remitirle

relación detallada de todos sus abonados interrumpibles, con las condiciones del contrato de todos ellos y las previsiones de consumo durante la misma.

Existen cuatro tipos de interrupciones que son las que se reúnen en la tabla 4.16:

Tabla 4.16. Duración máxima de las interrupciones y tiempo mínimo de preaviso

Tipo	Interrupción máxima	Preaviso mínimo
A	12 horas	16 horas
B	6 horas	6 horas
C	3 horas	1 hora
D	45 minutos	5 minutos

La Dirección General de la Energía, podrá establecer un tipo de interrupción automática sin preaviso, incompatible con el tipo **D**, disponiendo las condiciones para acogerse, los beneficios y los equipos de control necesarios.

El número máximo de interrupciones anuales será de treinta, sumadas las de cualquier tipo, con un límite máximo de una diaria, cinco interrupciones semanales, ciento veinte horas mensuales y doscientas cuarenta horas anuales.

Todo abonado acogido a un sistema de interrumpibilidad tendrá derecho a un descuento o recargo sobre su facturación básica anual, calculado como suma de los términos de descuento anual y recargo anual, donde cada uno de ellos se calculará de acuerdo con lo dispuesto en la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995 (B.O.E 14-1-1995).

4.4. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA A FACTURAR

El cálculo de la potencia a facturar se realizará atendiendo a los diferentes modos que se describen a continuación, con las limitaciones impuestas en cada uno de ellos:

Modo 1. Sin maxímetro

Será aplicable a cualquier suministro en baja o alta tensión, cuando el abonado haya contratado una sola potencia y no tenga instalado aparato maxímetro (contador con indicador de máxima potencia). La determinación de la potencia a facturar para los abonados de la tarifa **D** es incompatible con este modo. En todos los casos la potencia a facturar (P_F) será la potencia contratada (P_C):

$$P_F = P_C \tag{4.4}$$

Modo 2. Con un maxímetro

Este modo se aplicará a cualquier suministro en baja o alta tensión, cuando el abonado haya contratado una sola potencia y tenga instalado un solo maxímetro para la determinación de la potencia base de facturación. La potencia a facturar (P_F) se calculará de la forma que se establece a continuación:

a) Si la potencia máxima demandada (P_M), registrada por el maxímetro en el período de facturación estuviera dentro de +5 y -15 por 100, respecto a la contratada (P_C) establecida en la Póliza de Abono, dicha potencia registrada será la potencia a facturar (P_F):

$$\text{Si } 0,85 P_C \leq P_M \leq 1,05 P_C \Rightarrow P_F = P_M \quad (4.5)$$

b) Si la potencia máxima demandada (P_M) registrada por el maxímetro en el período de facturación, fuera superior al 105 por 100 de la potencia contratada (P_C), la potencia a facturar (P_F) en el período considerado, será igual al valor registrado por el maxímetro, más el doble de la diferencia entre el valor registrado por el maxímetro y el valor correspondiente al 105 por 100 de la potencia contratada:

$$\text{Si } P_M > 1,05 P_C \Rightarrow P_F = P_M + 2(P_M - 1,05 P_C) \quad (4.6)$$

c) Si la potencia máxima demandada (P_M) en el período a facturar fuera inferior al 85 por 100 de la potencia contratada (P_C), la potencia a facturar (P_F) será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada:

$$\text{Si } P_M < 0,85 P_C \Rightarrow P_F = 0,85 P_C \quad (4.7)$$

Modo 3. Con dos maxímetros

Será sólo aplicable a los abonados acogidos al sistema de discriminación horaria tipos 3, 4 ó 5 que tengan instalados dos maxímetros y contratadas dos potencias, una para horas punta y llano, y otra para horas valle. En estos casos, la potencia a facturar en cualquier período será igual a la que resulte de aplicar la siguiente ecuación:

$$P_F = P_{12} + 0,2 (P_3 - P_{12}) \quad (4.8)$$

donde: P_{12} : potencia a considerar en horas punta y llano una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2. Para aquellos períodos de facturación en que no existieran horas punta y llano se tomará como valor de P_{12} el 85% de la potencia contratada por el abonado para las mismas.

P_3 : potencia a considerar en horas valle una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2.

Si ($P_3 - P_{12}$) es menor que cero, se considerará de valor nulo el segundo término de la ecuación (4.8).

Modo 4. Con tres máxímetros

Será sólo aplicable a los abonados acogidos al sistema de discriminación horaria tipos 3, 4 ó 5 que tengan instalados tres máxímetros y contratadas tres potencias, una para horas punta, otra para horas llano y otra para horas valle. En estos casos, la potencia a facturar en cualquier período será igual a la que resulte de aplicar la siguiente ecuación:

$$P_F = P_1 + 0,5 (P_2 - P_1) + 0,2 (P_3 - P_2) \quad (4.9)$$

con: **P₁**: potencia a considerar en horas punta una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2. Para aquellos períodos de facturación en que no existan horas punta se tomará como valor de **P₁** el 85% de la potencia contratada por el abonado para las mismas.

P₂: potencia a considerar en horas llano una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2. Para aquellos períodos de facturación en que no existieran horas llano se tomará como valor de **P₂** el 85% de la potencia contratada por el abonado para las mismas.

P₃: potencia a considerar en horas valle una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2.

En el caso de que alguna **P_n** sea inferior a **P_{n-1}**, la diferencia (**P_n - P_{n-1}**) se considerará de valor nulo.

Modo 5. Estacional

Será de aplicación a los abonados a una tarifa general de alta tensión que se acojan al complemento por estacionalidad definido en el apartado 4.3.3. Existen dos tipos y la potencia a facturar en cada uno de ellos se calculará de la forma siguiente:

a) Tipo A

Estos abonados deberán fijar en el contrato seis potencias contratadas correspondientes a cada uno de los seis períodos siguientes:

- Período 1: Horas punta de temporada alta.
- Período 2: Horas llanas de temporada alta.
- Período 3: Horas punta de temporada media.
- Período 4: Horas llanas de temporada media.
- Período 5: Horas punta de temporada baja y horas valle de temporada alta.
- Período 6: Horas valle de temporada media y horas llanas y valle de temporada baja.

Las horas concretas de punta, llano y valle serán las incluidas en el apartado 4.3.1 para la discriminación horaria a que esté acogido el abonado. La potencia a facturar, igual para cada uno de los doce meses de contrato en la facturación definitiva, será la que resulte de aplicar al final de la temporada eléctrica la ecuación (4.10):

$$P_F = 1,2 P_1 + (P_2 - P_1) + 0,5 (P_3 - P_2) + 0,25 (P_4 - P_3) + 0,10 (P_5 - P_4) + 0,05 (P_6 - P_5) \quad (4.10)$$

siendo P_n ($n = 1, \dots, 6$) la potencia a considerar en el período n una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2. En el caso de que alguna P_n sea inferior a P_{n-1} , la diferencia ($P_n - P_{n-1}$) se considerará de valor nulo.

b) Tipo B

Estos abonados deberán fijar en el contrato tres potencias contratadas, correspondientes a cada una de las tres temporadas, alta, media y baja definidas anteriormente (tabla 4.14). La potencia a facturar, igual para cada uno de los doce meses del contrato en la facturación definitiva, será la que resulte de aplicar al final de la temporada eléctrica la ecuación (4.11):

$$P_F = \text{máximo} (1,1 P_A; 0,75 P_M; 0,45 P_B) \quad (4.11)$$

donde: P_A : potencia a considerar en temporada alta una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2, considerando como potencia máxima demandada la máxima registrada por el maxímetro a lo largo de toda la temporada alta.

P_M : potencia a considerar en temporada media una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2, considerando como potencia máxima demandada la máxima registrada por el maxímetro a lo largo de toda la temporada media.

P_B : potencia a considerar en temporada baja una vez aplicada la forma de cálculo establecida para el modo 2, considerando como potencia máxima demandada la máxima registrada por el maxímetro a lo largo de toda la temporada baja.

4.5. CONTROL DE LA POTENCIA

La empresa suministradora podrá controlar la potencia demandada por el abonado. Este control se podrá efectuar por medio de maxímetros, limitadores de corriente o interruptores de control de potencia u otros aparatos de corte automático, cuyas características deberán estar aprobadas por el Ministerio de Industria y Energía, quien fijará el alquiler que las empresas suministradoras pueden cobrar por los citados aparatos cuando proceda. La elección del equipo de control corresponde al abonado.

El abonado que tuviere instalado el equipo adecuado, cualquiera que sea la tensión o la potencia contratada, tendrá opción a que la determinación de la potencia que ha de servir de base para su facturación se realice por maxímetro. En todos los casos, los maxímetros tendrán un período de integración de quince minutos.

La potencia máxima demandada en cualquier momento no podrá ser superior a la máxima admisible técnicamente en la instalación, tanto del abonado como de la empresa

suministradora. El registro de una demanda de potencia superior a la solicitada en contrato, a efectos de acometida, autoriza a la empresa suministradora a facturar al abonado los derechos de acometida correspondientes a este exceso, cuyo valor quedará adscrito a la instalación (apartado 4.9).

4.6. CONTRATOS PARA SUMINISTRO DE TEMPORADA

A efectos de aplicación de tarifas se considerarán como suministros de temporada los de duración inferior a doce meses de forma repetitiva anualmente, circunstancia que se deberá consignar en la Póliza de Abono. A estos suministros sólo les serán de aplicación las tarifas generales, 3.0 y 4.0 en baja tensión y 1., 2. y 3. en alta tensión, con las siguientes condiciones:

- Los precios del término de potencia se aumentarán en un 100 por 100 para los meses de temporada alta y en un 50 por 100 para los restantes en que se reciba la energía.
- El complemento por energía reactiva se aplicará sobre la facturación básica más los aumentos citados anteriormente.
- No se podrá aplicar el modo 5 para determinar la potencia a facturar, el complemento por estacionalidad, la discriminación horaria tipo 5 ni el complemento por interrumpibilidad.

4.7. TARIFA HORARIA DE POTENCIA

La tarifa horaria de potencia está basada en siete períodos tarifarios en que se dividen las 8.760 horas anuales, y se compone de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, cuando proceda, por un término de facturación por energía reactiva y un término de descuento por interrumpibilidad.

El término de facturación de potencia será la suma de los productos de la potencia contratada en cada período tarifario por su precio correspondiente, y el término de facturación de energía será la suma de los productos de la energía consumida en cada período tarifario durante el período de facturación considerado por su precio correspondiente.

Esta tarifa será única para cualquier tensión y utilización de la potencia contratada y se podrá aplicar a los suministros de energía eléctrica en alta tensión cuando la potencia contratada por el abonado en un único punto de toma, en alguno de los períodos tarifarios que se definen seguidamente, sea igual o superior a 20 MW y no inferior a 5 MW en ninguno de los citados períodos tarifarios.

Para su aplicación deberá contar con los siguientes requisitos:

- Por su carácter experimental, requerirá autorización individual y expresa de la Dirección General de la Energía.

- El contrato será anual, comprendiendo la temporada eléctrica desde el 1 de noviembre de cada año hasta el 1 de noviembre del año siguiente.
- Las potencias contratadas en los diferentes períodos tarifarios sean tales que la P_{n+1} sea siempre mayor o igual a P_n .

Para la aplicación de esta tarifa, se divide el año eléctrico, 1 de noviembre a 31 de octubre del año siguiente, en los tipos de días siguientes:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto.
- Tipo D: sábados, domingos, festivos y agosto.

Las temporadas alta, media y baja serán las definidas con carácter general en la tabla 4.14. Se considerarán a estos efectos como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma.

Los precios tanto del término de potencia como del término de energía de la presente tarifa, se fijan para cada uno de los períodos tarifarios siguientes:

- Período 1: comprende 13 horas diarias correspondientes a 23 días determinados por Red Eléctrica de España, S.A., en las condiciones fijadas en la tabla 4.17, de entre los definidos como del tipo A.
- Período 2: comprende 6 horas diarias de los días tipo A, no incluidos en el período 1.
- Período 3: comprende 10 horas diarias de los días tipo A incluidos en el período 2, y 3 horas de los días tipo A incluidos en el período 1.
- Período 4: comprende 6 horas diarias de los días tipo B.
- Período 5: comprende 10 horas diarias de los días tipo B.
- Período 6: comprende 16 horas diarias de los días tipo C.
- Período 7: resto de horas no incluidas en los anteriores períodos y que comprende 8 horas de los días tipo A, 8 horas de los días tipo B, 8 horas de los días tipo C y 24 horas de los días tipo D. Las horas de este período, a efectos de acometida serán las correspondientes a horas valle.

Los horarios a aplicar en cada uno de los períodos tarifarios serán los que se muestran en la tabla 4.17. Para la determinación de los términos de facturación de potencia y de energía junto con los componentes de energía reactiva y de descuento por interrumpibilidad se remite al lector a la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995 (B.O.E 14-1-1995).

Tabla 4.17. Horarios a aplicar en los periodos de la tarifa horaria de potencia

Período tarifario	Tipo A		Tipo B	Tipo C	Tipo D
	23 días a fijar por Red Eléctrica de España, S.A.	Resto días			
1	13 h entre las 8 y 24 h	----	----	----	----
2	----	De 16 a 22 h	----	----	----
3	Resto	De 8 a 16 h De 22 a 24 h	----	----	----
4	----	----	De 9 a 15 h	----	----
5	----	----	De 8 a 9 h De 15 a 24 h	----	----
6	----	----	----	De 8 a 24 h	----
7	De 0 a 8 h	De 0 a 8 h	De 0 a 8 h	De 0 a 8 h	De 0 a 24 h

4.8. LIBERALIZACIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El propósito liberalizador de la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997, B.O.E. 28-11-1997) supone en la generación eléctrica, el derecho a la libre instalación y su organización bajo el principio de la libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista. De este modo, la comercialización de energía eléctrica adquiere carta de naturaleza en esta Ley.

El transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes eléctricas, no garantizando la propiedad de éstas su uso exclusivo. La eficiencia económica que se deriva de la existencia de una red única, raíz básica del denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores. La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente (tarifas de acceso a las redes) evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red eléctrica.

Luego el régimen de libre competencia se basa en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores que ostentan la condición de cualificados, los distribuidores y los comercializadores que se determinen reglamentariamente. Estos sujetos podrán pactar libremente los contratos de compra-venta de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos de la Ley.

En definitiva, el comercializador en función de la forma de demandar del usuario (curvas de carga históricas), del coste de producción de la energía eléctrica, que se calcula atendiendo al precio medio previsto del kWh en el mercado de producción durante el período reglamentario que se determine, y de las tarifas de acceso a las redes, le dará un precio a la energía suministrada al comprador. Este precio incluye todos los componentes del coste del

suministro, salvo los impuestos.

Las tarifas de acceso a las redes constituyen, a todos los efectos, el precio máximo de tarifa autorizado por el Ministerio de Industria y Energía. Se clasifican de forma semejante a las tarifas reguladas, tienen la misma estructura binómica y están afectadas por los mismos complementos, a excepción de la discriminación horaria tipo 5 y el modo 5 de facturar la potencia. Asimismo, las tarifas generales de alta tensión tienen una forma de facturación diferente tal y como se describe en los párrafos siguientes (Real Decreto 2820/1998, B.O.E. 30-12-1998).

Con el Real Decreto 2820/1998 (B.O.E. 30-12-1998) se adelanta el calendario de liberalización del suministro (apartado 4.1), estableciéndose la condición de consumidores cualificados, a partir del 1 de enero de 1999, a aquellos cuyo consumo anual por punto de suministro o instalación sea igual o superior a 5 GWh; a partir del 1 de abril de 1999 el límite se reduce a 3 GWh, a partir del 1 de julio de 1999 a 2 GWh, y a partir del 1 de octubre de 1999, a 1 GWh. Con el Real Decreto-Ley 6/1999 (B.O.E. 17-4-1999) se adelanta al 1 de julio del 2000 la posibilidad de elección de todos los consumidores con tensión superior a 1.000 voltios, y con el Real Decreto-Ley 6/2000 (B.O.E. 24-6-2000) se contempla que todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de cualificados a partir del 1 de enero del 2003, y que el 1 de enero del 2007 desaparecerán las tarifas reguladas de suministro de energía eléctrica de alta tensión.

La Comunidad de Regantes de Fuente Palmera, con un consumo medio anual de $11.111.750 \pm 3.739.593$ kWh (sin considerar el período de sequía) (tabla 4.18), se establece como consumidor cualificado el 1 de mayo de 1999 formalizando, dentro del mercado libre de electricidad, un contrato de comercialización de energía eléctrica con Endesa Energía S.A. (comercializador).

Tabla 4.18. Consumo anual de energía eléctrica en kWh de la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera

Campaña	Consumo de energía eléctrica (kWh)	Campaña	Consumo de energía eléctrica (kWh)
1984/85	14.715.000	1992/93*	0
1985/86	14.064.000	1993/94*	1.069.000
1986/87	13.421.000	1994/95*	0
1987/88	17.237.000	1995/96	7.113.000
1988/89	8.158.000	1996/97	7.972.000
1989/90	14.403.000	1997/98	6.719.000
1990/91	13.385.000	1998/99	8.781.000
1991/92	7.373.000		

* período de sequía

Fuente: Comunidad de Regantes de Fuente Palmera (1984-1998); Cía. Sevillana de Electricidad

Las estipulaciones por las que se rige dicho contrato son las siguientes:

- a) Los sujetos que intervienen en el contrato de compra-venta son: el *comercializador* que es Endesa Energía S.A; el *comprador* que es la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera, propietaria del transformador existente en la zona regable; y el *distribuidor* que es la Compañía Sevillana de Electricidad, a la que el comercializador ha contratado la tarifa de acceso para el punto de suministro por el que se suministra la energía eléctrica que consume la instalación del comprador.
- b) Las potencias contratadas a efectos de tarifa de acceso en este suministro serán las que se muestran en la tabla 4.19, coincidiendo los períodos horarios con los definidos para las tarifas de acceso según el Real Decreto 2820/1998 de 23 de diciembre (B.O.E. 30-12-1998) por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes.

Tabla 4.19. Potencias contratadas por período de la tarifa de acceso a las redes eléctricas

Períodos tarifarios	Días tipo A (laborables de noviembre, diciembre, enero, febrero)	Días tipo B (laborables de marzo, abril, julio, octubre)	Días tipo C (laborables de mayo, junio, septiembre)	Días tipo D (sábados, domingos, festivos, agosto)	Potencia (kW)
1	De 16 a 22 h	---	---	---	100
2	De 8 a 16 h De 22 a 24 h	---	---	---	2.500
3	---	De 9 a 15 h	---	---	9.500
4	---	De 8 a 9 De 15 a 24	---	---	9.500
5	---	---	De 8 a 24 h	---	9.500
6	De 0 a 8 h	De 0 a 8 h	De 0 a 8 h	De 0 a 24 h	9.500

En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, se procederá a la facturación de todos y cada uno de los excesos registrados de acuerdo con las ecuaciones (4.12) y (4.13). Estos excesos de potencia se expresarán en kW, se facturarán mensualmente e irán a cargo del comprador.

$$F_{ep} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \cdot 234 \cdot A_{Ci} \quad (4.12)$$

$$A_{Ci} = \sqrt{\sum_{j=1}^{j=6} (P_{dj} - P_{Ci})^2} \quad (4.13)$$

donde K_i es un coeficiente que tomará los valores dependiendo del período tarifario i ($K_1 = 1$; $K_2 = 0,5$; $K_3 = K_4 = K_5 = K_6 = 0,37$), A_{Ci} se calculará según (4.13), P_{Ci} es la potencia contratada en el período i y P_{dj} es la potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora j del período i en que se haya sobrepasado P_{Ci} .

Los precios del término de potencia para cada nivel de tensión son los que se muestran en la tabla 4.20:

Tabla 4.20. Precios del término de potencia en pta/kW para cada nivel de tensión

Escalón	Nivel tensión	Períodos tarifarios					
		1	2	3	4	5	6
1	≥ 1 kV y < 14 kV	1.904	953	698	698	698	318
2	≥ 14 kV y < 36 kV	1.510	756	553	553	553	252
3	≥ 36 kV y < 72,5 kV	1.383	692	507	507	507	231
4	≥ 72,5 kV y < 145 kV	1.269	635	465	465	465	212
5	≥ 145 kV	1.155	578	423	423	423	193

Este método de cálculo de las penalizaciones se recoge en el Real Decreto 2820/1998 (B.O.E. 30-12-1998) por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes eléctricas. Tanto la definición de los períodos como el método de cálculo serán objeto de revisión cuando entren en vigor nuevos Reales Decretos por los que se definan tarifas de acceso a las redes.

- c) El comprador pagará al comercializador la energía eléctrica suministrada a los precios que figuran en la tabla 4.21 según el período de discriminación horaria en que se efectúen los consumos:

Tabla 4.21. Precio del contrato según período de consumo de la energía eléctrica

Período horario	Temporada de invierno	Temporada de verano	Precio (pta/kWh)
Punta	De 18 a 22 h	De 10 a 14 h	10,201
Llano	De 8 a 18 h	De 8 a 10 h	9,523
	De 22 a 24 h	De 14 a 24 h	
Valle*	De 0 a 1 h	De 0 a 1 h	8,328
	De 7 a 8 h	De 7 a 8 h	
Valle especial	De 1 a 7 h	De 1 a 7 h	7,034

* De 0 a 24 h son horas valle durante los sábados, domingos, festivos y todos los días del mes de agosto

Estos precios junto con la facturación de las potencias máximas registradas que excedan de las potencias contratadas y con los impuestos, incluyen todos los componentes del coste del suministro. Todos los impuestos, tasas y recargos territoriales que pudieran establecerse serán a cargo del comprador a los tipos vigentes en cada momento. A estos efectos, el *Impuesto sobre la Electricidad* se aplicará sobre el importe

resultante de aplicar el precio fijado a la energía consumida y los recargos obtenidos por el comprador en el mismo período. Asimismo el comercializador alquilará al comprador, por un importe de 5.000 pta mensuales, un equipo de medida. Sobre todos estos conceptos se adicionará el I.V.A. correspondiente.

- d) Los precios contractuales anteriormente indicados podrían sufrir modificaciones en función del volumen total de consumo de energía eléctrica durante el período de vigencia del contrato. Estas variaciones incluyen todos los componentes del coste de suministro, salvo los impuestos, y se fijan en las cantidades mostradas en la tabla 4.22:

Tabla 4.22. *Descuento o penalización anual por variaciones en el volumen de consumo de energía eléctrica*

Volumen de consumo total (GWh)	Variación de precios (pta/kWh)
Mayor o igual que 8,5 GWh	-0,57
Mayor o igual que 8,0 GWh y menor que 8,5 GWh	-0,48
Mayor o igual que 7,5 GWh y menor que 8,0 GWh	-0,33
Mayor o igual que 7,0 GWh y menor que 7,5 GWh	-0,24
Mayor o igual que 5,75 GWh y menor que 6,0 GWh	+0,29
Mayor o igual que 5,50 GWh y menor que 5,75 GWh	+0,43
Mayor o igual que 5,25 GWh y menor que 5,50 GWh	+0,62
Menor que 5,25 GWh	+0,86

La liquidación de la bonificación o penalización se efectuará mensualmente con la facturación de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Descuento/Recargo (pta)} = \left(\frac{V N_m}{12} \right) - \sum_1^{N_m-1} (\text{Pagos a cuenta}) \quad (4.14)$$

siendo **V** el valor de descuento o recargo anual de la tabla 4.22 correspondiente al consumo anual equivalente desde la fecha de inicio del contrato (consumo anual equivalente = consumo acumulado · 12 / N_m), N_m el número de meses transcurridos desde el inicio del contrato y los pagos a cuenta son las liquidaciones efectuadas en los meses anteriores.

4.9. ACOMETIDA ELÉCTRICA

La *acometida eléctrica* es la parte de la instalación comprendida entre la red de distribución y la caja o cajas generales de protección para suministros en baja tensión. Para suministros en alta tensión es la parte de la instalación comprendida entre la red existente y el primer elemento de la estación transformadora, seccionamiento, protección o medida, propiedad del peticionario.

De este modo, se conocen como *derechos de acometida* las compensaciones económicas que deben recibir las empresas eléctricas por las *instalaciones de extensión* (son las que es preciso realizar a partir de las instalaciones existentes) y de *responsabilidad* (instalaciones de transporte y distribución existentes, excluidas las de generación) necesarias para hacer posible los nuevos suministros o las ampliaciones de los ya existentes en las condiciones reglamentarias exigidas. El Real Decreto 2949/1982 de Acometidas Eléctricas (B.O.E. 29-12-82) regula la relación técnico comercial entre el nuevo usuario de la energía o antiguo usuario que modifique el contrato y la empresa eléctrica correspondiente.

Estos derechos se harán en función de ‘baremos tipo’ y de la inversión total (suma de las inversiones de extensión y de responsabilidad) necesaria para atender a un suministro. Los baremos para alta tensión se establecen con base en la tensión de suministro a la que se va a hacer la acometida. La inversión de extensión la calcula la empresa eléctrica y el valor promedio de las inversiones de responsabilidad se establece según el nivel tensión de la conexión de la acometida. Tanto los baremos como los valores promedio de las inversiones de responsabilidad se revisan anualmente, se expresan en pta/kW, y son publicados junto con los precios de las tarifas eléctricas en el Boletín Oficial del Estado. Para una descripción detallada se remite al lector al Real Decreto 2949/1982 (B.O.E. 29-12-1982) y a la obra de Toledano y Luna (1994).

Cabe destacar la diferencia entre la *potencia solicitada* en la acometida y la *potencia contratada* para la instalación. La primera es la potencia pedida globalmente en la acometida para los futuros abonados, es decir, la potencia máxima admisible técnicamente en la instalación, mientras que la segunda es la que se formaliza en la póliza de abono de la empresa eléctrica. En el modelo desarrollado, se determinan, tal como se muestra en el capítulo siguiente, la potencia o las potencias a contratar que dan lugar a un coste mínimo del término de potencia, y a su vez, las potencias a considerar en el cálculo de los derechos de acometida. La determinación de estas últimas se basa en las consideraciones normativas siguientes:

- a) El punto octavo del título I del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 (B.O.E. 14-1-1995) sobre equipos y sistemas de control y su incidencia en la facturación indica que la potencia máxima demandada en cualquier momento no podrá ser superior a la máxima admisible técnicamente en la instalación, tanto del abonado como de la empresa suministradora. Asimismo, el registro de una demanda de potencia superior a la solicitada en contrato, a efectos de acometida, autoriza a la empresa suministradora a facturar al abonado los derechos de acometida correspondientes a este exceso, cuyo valor quedará adscrito a la instalación.
- b) El artículo 19 del Real Decreto 2949/1982 sobre Acometidas Eléctricas (B.O.E. 29-12-1982) señala que normalmente el consumo en horas valle no obligará a incrementar las instalaciones de transporte ni la totalidad de las instalaciones de distribución, por lo que los derechos correspondientes a potencias demandadas solamente en horas valle

no pagarán los derechos correspondientes a la inversión de responsabilidad, pagando únicamente el costo de extensión.

El apartado a) implica una potencia solicitada en las inversiones de extensión que deberá ser la potencia máxima demandada en la instalación, y el apartado b) añade que si la potencia máxima demandada en horas valle es mayor que la potencia o potencias máximas demandadas en llano y/o punta, estas últimas son las que habrá que considerar en los derechos de responsabilidad. De este modo, las potencias que intervienen en el cálculo de los derechos de acometida, tanto en baja como en alta tensión, dependerán del tipo de discriminación horaria, tal y como se expone a continuación:

Sin discriminación horaria y discriminación horaria tipo 1

Al no existir distinción entre las horas del día, la potencia a considerar en los derechos de acometida tanto para las inversiones de responsabilidad como de extensión ha de ser la potencia máxima demandada por la instalación (P_M).

$$\text{derechos de extensión y derechos de responsabilidad : } P_M \quad (4.15)$$

Discriminación horaria tipo 0

Este tipo de discriminación distingue entre las energías consumidas de día (punta y llano) y de noche (valle). De este modo se tendrá una potencia máxima demandada en período punta-llano (P_{Mp-ll}) y otra potencia máxima demandada en período valle (P_{Mv}), y pueden plantearse dos casos:

1. La potencia máxima en valle es mayor que la máxima en punta-llano, lo que supone la consideración de esta primera en los derechos de las inversiones de extensión, mientras que la diferencia $P_{Mv} - P_{Mp-ll}$ se demanda sólo en período valle lo que implica su no inclusión en los costes de responsabilidad.

$$P_{Mv} > P_{Mp-ll} \begin{cases} \text{derechos de extensión : } P_{Mv} \\ \text{derechos de responsabilidad : } P_{Mp-ll} \end{cases} \quad (4.16)$$

2. $P_{Mv} \leq P_{Mp-ll}$:

$$\text{derechos de extensión y derechos de responsabilidad : } P_{Mp-ll} \quad (4.17)$$

Discriminación horaria tipo 2

Las horas punta y las horas llano y valle son los dos tipos de períodos horarios que se consideran en este tipo de discriminación horaria con contador de doble tarifa. De esta manera se tendrá una potencia máxima demandada en período punta (P_{Mp}) y otra potencia máxima demandada en período llano-valle (P_{Mll-v}). Al no existir distinción entre las horas llano y las valle del día, la potencia a considerar en los derechos de acometida tanto para las inversiones de responsabilidad como de extensión ha de ser la potencia máxima demandada por la instalación ($\max [P_{Mp}, P_{Mll-v}]$). Consecuentemente pueden presentarse dos situaciones:

$$1. P_{MII-v} \geq P_{Mp} :$$

$$\text{derechos de extensión y derechos de responsabilidad : } P_{MII-v} \quad (4.18)$$

$$2. P_{MII-v} < P_{Mp} :$$

$$\text{derechos de extensión y derechos de responsabilidad : } P_{Mp} \quad (4.19)$$

Discriminaciones horarias tipos 3, 4 y 5

En estos tres tipos de discriminación se distinguen los períodos tarifarios valle, llano y punta, y pueden presentarse las siguientes situaciones según los valores que tomen las potencias máximas demandadas en valle (P_{Mv}), llano (P_{MII}) y punta (P_{Mp}):

$$1. P_{Mv} > P_{MII}, P_{Mv} > P_{Mp} \text{ y } P_{MII} \geq P_{Mp} :$$

$$\begin{aligned} \text{derechos de extensión : } P_{Mv} \\ \text{derechos de responsabilidad : } P_{MII} \end{aligned} \quad (4.20)$$

$$2. P_{Mv} > P_{MII}, P_{Mv} > P_{Mp} \text{ y } P_{Mp} > P_{MII} :$$

$$\begin{aligned} \text{derechos de extensión : } P_{Mv} \\ \text{derechos de responsabilidad : } P_{Mp} \end{aligned} \quad (4.21)$$

$$3. P_{MII} > P_{Mv} \text{ y } P_{MII} \geq P_{Mp} :$$

$$\text{derechos de extensión y derechos de responsabilidad : } P_{MII} \quad (4.22)$$

$$4. P_{Mp} > P_{Mv} \text{ y } P_{Mp} \geq P_{MII} :$$

$$\text{derechos de extensión y derechos de responsabilidad : } P_{Mp} \quad (4.23)$$

$$5. (P_{MII} = P_{Mv} \text{ y } P_{Mv} > P_{Mp}) \text{ o } (P_{Mp} = P_{Mv} \text{ y } P_{Mv} > P_{MII}) :$$

$$\text{derechos de extensión y derechos de responsabilidad : } P_{Mv} \quad (4.24)$$

Hay que mencionar que en el artículo 19 del Real Decreto 2949/1982 sobre Acometidas Eléctricas (B.O.E. 29-12-1982) también se indica que si en una zona determinada se generalizara la petición de aumento de potencia para demanda en horas valle, que obligara a la empresa eléctrica a ampliar las instalaciones, ésta podrá solicitar de la Delegación Provincial de Industria la variación del porcentaje de reducción correspondiente a las inversiones de distribución.

4.10. BIBLIOGRAFÍA

- B.O.E. 29-12-1982. Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre de 1982, por el que se establece el reglamento sobre acometidas eléctricas. *ARANZADI. Repertorio cronológico de legislación*, 1983, vol. III, 3484: 5.779-5.783.
- B.O.E. 14-1-1995. Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas. *ARANZADI. Repertorio cronológico de legislación*, 1996, vol. I, 123: 346-367.
- B.O.E. 28-12-1996. *Real Decreto 2657/1996, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1997*, núm. 313: 38.658-38.664.
- B.O.E. 28-11-1997. *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, núm. 285: 35.097-35.126.
- B.O.E. 27-12-1997. *Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998*, núm. 310: 38.031-38.037.
- B.O.E. 31-12-1997. *Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social*, núm. 313, artículo 64: 38.539-38.541.
- B.O.E. 31-12-1997. *Resolución de 29 de diciembre de 1997, de la Dirección General de la Energía, por la que se fija, para el año 1998, el calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago Balear y archipiélago Canario, de la tarifa eléctrica*, núm. 313: 38.625-38.631.
- B.O.E. 30-12-1998. *Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes*, núm. 312: 44.096-44.106.
- B.O.E. 30-12-1998. *Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999*, núm. 312: 44.106-44.112.
- B.O.E. 31-12-1998. *Resolución de 28 de diciembre de 1998, de la Dirección General de la Energía, por la que se fija, para el año 1999, el calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago Balear y archipiélago Canario, de la tarifa eléctrica*, núm. 313: 38.005-38.011.
- B.O.E. 17-4-1999. *Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia*, núm. 92: 14.350-14.356.
- B.O.E. 24-6-2000. *Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intesificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios*, núm. 151: 22.440-22.458.

Comunidad de Regantes de Fuente Palmera. 1984-1998. Memorias de las campañas de riego desde 1984/85 hasta 1997/98.

Endesa Energía S.A. 1999. Contrato de comercialización de energía eléctrica con la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera. Fuente Palmera (Córdoba), 1 de mayo de 1999, 12 pp.

Ministerio de Industria y Energía. 1996. *Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional*, 11 de diciembre de 1996, Madrid.

Toledano, J.C. y A. Luna. 1994. *Acometidas eléctricas. Legislación y ejemplos*. Paraninfo, 189 pp.

ANEXO 4.I. RELACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS BÁSICAS CON LOS PRECIOS DE SUS TÉRMINOS DE POTENCIA Y DE ENERGÍA

En las tablas 4.I.1 se presentan los precios de los términos de potencia y de energía de los años 1997 (Real Decreto 2657/1996, B.O.E. 28-12-1996), 1998 (Real Decreto 2016/1997, B.O.E. 27-12-1997) y 1999 (Real Decreto 2821/1998, B.O.E. 30-12-1998) de las tarifas eléctricas básicas descritas en el apartado 4.2 del presente capítulo. Las tarifas para la venta de energía eléctrica en 1997, que aplicaron las empresas acogidas al Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica (SIFE), disminuyeron en promedio global conjunto de todas ellas en el 3 por 100 sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 1996 en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 2204/1995 (Real Decreto 2657/1996, B.O.E. 28-12-1996). Asimismo las tarifas en 1998 disminuyeron en promedio global conjunto de todas ellas en el 8,32 por 100, sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 1997. Sin embargo, en 1999 sólo las tarifas de baja tensión y las de distribuidores y generales de alta tensión y corta utilización, disminuyen en el 2,5 por 100 sobre las tarifas de 1998 y el resto no se modifican.

Tabla 4.I.1(a). Precios de los términos de potencia y de energía en los años 1997, 1998 y 1999 de las tarifas eléctricas básicas

Tarifas	Término de Potencia (pta/kW y mes)			Término de Energía (pta/kWh)		
	1997	1998	1999	1997	1998	1999
BAJA TENSIÓN						
1.0 Suministro hasta 770 W inclusive	50	46	45	11,17	10,30	10,04
2.0 Suministro hasta 15 kW inclusive	279	257	251	15,84	14,61	14,24
B.0 Alumbrado público	---	---	---	12,75	11,76	11,47
3.0 General	251	231	224	14,65	13,51	13,10
4.0 General de larga utilización	399	368	357	13,38	12,34	11,97
R.0 De riegos agrícolas	58	53	52	13,54	12,49	12,18
ALTA TENSIÓN						
General de corta utilización						
1.1 Hasta 36 kV inclusive	336	303	299	11,28	10,18	10,03
1.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	318	287	283	10,58	9,55	9,41
1.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	308	278	274	10,27	9,27	9,14
1.4 Mayor de 145 kV	299	270	266	9,92	8,95	8,82

Tabla 4.I.1(b). Precios de los términos de potencia y de energía en los años 1997, 1998 y 1999 de las tarifas eléctricas básicas

Tarifas	Término de Potencia (pta/kW y mes)			Término de Energía (pta/kWh)		
	1997	1998	1999	1997	1998	1999
General de media utilización						
2.1 Hasta 36 kV inclusive	684	617	617	10,14	9,15	9,15
2.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	645	582	582	9,49	8,56	8,56
2.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	624	563	563	9,20	8,30	8,30
2.4 Mayor de 145 kV	608	549	549	8,92	8,05	8,05
General de larga utilización						
3.1 Hasta 36 kV inclusive	1.792	1.635	1.635	8,07	7,36	7,36
3.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	1.676	1.529	1.529	7,59	6,93	6,93
3.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	1.624	1.482	1.482	7,31	6,67	6,67
3.4 Mayor de 145 kV	1.575	1.437	1.437	7,10	6,48	6,48
De tracción						
T.1 Hasta 36 kV inclusive	104	94	94	11,62	10,48	10,48
T.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	95	86	86	10,93	9,86	9,86
T.3 Mayor de 72,5 kV	93	84	84	10,59	9,55	9,55
De grandes consumidores						
G.4 Mayor de 145 kV	1.653	1.573	1.573	1,82	1,73	1,73
De riegos agrícolas						
R.1 Hasta 36 kV inclusive	84	76	76	11,63	10,49	10,49
R.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	81	73	73	10,95	9,88	9,88
R.3 Mayor de 72,5 kV	76	69	69	10,57	9,54	9,54
Distribuidores						
D.1 Hasta 36 kV inclusive	390	343	334	8,24	7,24	7,06
D.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	368	323	315	7,86	6,91	6,74
D.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	359	315	307	7,59	6,67	6,50
D.4 Mayor de 145 kV	348	306	298	7,39	6,49	6,33

ANEXO 4.II. GLOSARIO

CH:	Recargo o bonificación debido al complemento por discriminación horaria
$\cos \varphi$:	Factor de potencia
e_i :	Energía consumida en cada uno de los períodos i definidos para cada tipo de discriminación horaria
F_{ep} :	Excesos de potencia a facturar
K_{pi} :	Coefficiente de recargo o bonificación del complemento de discriminación horaria en cada uno de los períodos i
K_r :	Coefficiente de recargo o descuento del complemento por energía reactiva
N_m :	Número de meses transcurridos desde el inicio del contrato de energía eléctrica
P_C :	Potencia contratada
P_d :	Potencia demandada
P_F :	Potencia a facturar
P_M :	Potencia máxima demandada
P_{MII} :	Potencia máxima demandada en período llano
P_{MII-v} :	Potencia máxima demandada en período llano-valle
P_{Mp} :	Potencia máxima demandada en período punta
P_{Mp-II} :	Potencia máxima demandada en período punta-llano
P_{Mv} :	Potencia máxima demandada en período valle
P_n :	Potencia a considerar en el período n aplicado el modo 2 de facturar la potencia
SIFE:	Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica
T_e :	Término de energía
T_p :	Término de potencia
V:	Valor del descuento o recargo anual por variaciones en el volumen de consumo de energía eléctrica
W_a :	Cantidad de energía registrada por el contador de energía activa
W_r :	Cantidad de energía registrada por el contador de energía reactiva

CAPÍTULO 5

OPTIMIZACIÓN DEL RÉGIMEN DE OPERACIÓN DE SISTEMAS DE IMPULSIÓN Y DE ALMACENAMIENTO DE AGUA PARA RIEGO

5.1. Introducción

- 5.1.1. Análisis y simulación del comportamiento de las bombas
- 5.1.2. Elección del contrato de suministro de energía eléctrica
- 5.1.3. Optimización del esquema de operación de una red de distribución de agua
- 5.1.4. Diseño y manejo óptimos de los depósitos de regulación en las redes de distribución de agua
- 5.1.5. División estructural y temporal del sistema de distribución de agua
- 5.1.6. Formulación del problema de la explotación óptima de los sistemas de distribución de agua

5.2. Descripción del sistema en estudio y objetivos

5.3. Material y métodos

- 5.3.1. Función de costes relacionada con la optimización de la operación del bombeo
- 5.3.2. Función objetivo y restricciones
- 5.3.3. Preselección de los grupos de bombeo
- 5.3.4. Algoritmo de gestión óptima del bombeo en un sistema de impulsión hasta depósito de regulación
 - 5.3.4.1. Series de demanda horaria de agua
 - 5.3.4.2. Grupos motor-bomba
 - 5.3.4.3. Depósitos y/o balsas de regulación
 - 5.3.4.4. Contrato del suministro de energía eléctrica
 - 5.3.4.5. Desarrollo del algoritmo de gestión óptima del bombeo durante toda la campaña de riegos
- 5.3.5. Grupos de rebombeo
- 5.3.6. Determinación de la/s potencia/s a contratar y de las potencias a solicitar en la acometida eléctrica

5.4. Resultados

- 5.4.1. Preselección de los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación
- 5.4.2. Diseño y gestión óptimos del sistema de impulsión y de almacenamiento
 - 5.4.2.1. Esquema de operación óptimo del sistema de impulsión
 - 5.4.2.2. Potencia/s a contratar y acometida eléctrica en el sistema de impulsión

- 5.4.2.3. Comparación de los mejores regímenes de operación del sistema de impulsión
- 5.4.2.4. Comparación de la solución óptima con la situación actual de la zona regable de Fuente Palmera
- 5.4.2.5. Liberalización del suministro de energía eléctrica de la zona regable de Fuente Palmera
- 5.4.2.6. Modificación del patrón de demanda horaria de agua de la red de distribución

5.5. Discusión

- 5.5.1. Selección de los grupos motor-bomba en la impulsión a la balsa de regulación y en el rebombeo
- 5.5.2. Capacidad de la balsa de regulación
- 5.5.3. Contrato del suministro de energía eléctrica
- 5.5.4. Incorporación de un accionamiento de variación de velocidad en los grupos de bombeo
- 5.5.5. Sistema de impulsión optimizado versus sistema de impulsión actual

5.6. Bibliografía

- Anexo 5.I. Características de los grupos motor-bomba
- Anexo 5.II. Diámetros comerciales de tuberías y justificación del precio
- Anexo 5.III. Características de los depósitos para el almacenamiento de agua
- Anexo 5.IV. Manual del usuario
- Anexo 5.V. Glosario

CAPÍTULO 5. OPTIMIZACIÓN DEL RÉGIMEN DE OPERACIÓN DE SISTEMAS DE IMPULSIÓN Y DE ALMACENAMIENTO DE AGUA PARA RIEGO

5.1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución de agua típicamente consisten en redes de interconexión entre depósitos, constituidas por tuberías, bombas y válvulas, y concebidas para satisfacer una demanda variable. El consumo de energía eléctrica depende de la eficiencia de la red y de las bombas elevadoras y, a su vez, el coste de operación en las estaciones de bombeo depende de las tarifas eléctricas aplicables al suministro de energía para los motores de arrastre de las bombas.

La optimización global del esquema de operación de un sistema de distribución de agua supone la evaluación de los diferentes esquemas de bombeo posibles en el tiempo con el fin de minimizar los costes anuales de la instalación, teniendo en cuenta la amortización de la inversión, los gastos de explotación energéticos y de mantenimiento, y las tasas de actualización de los costes.

Como ha quedado patente en el capítulo 3, uno de los problemas fundamentales que afectan a la explotación óptima de los sistemas de distribución de agua es el análisis y previsión de la demanda de agua, ya que es la magnitud de referencia, y en consecuencia, la base de toda la planificación.

Los posibles esquemas de operación serán función de las limitaciones operativas de los elementos de regulación y de la necesidad de garantizar las demandas de los usuarios de la red de distribución. Asimismo, la posibilidad de almacenamiento de agua en los depósitos y la reducción del precio de la energía en los períodos bonificados de la tarificación eléctrica, implican llegar a períodos horarios de optimización. Otro de los aspectos importantes a considerar en la formulación matemática del problema es la tipología de las variables de decisión, ya que la determinación del número de bombas o de los tamaños normalizados de los elementos de la red de distribución o la decisión de incluir o no un determinado componente en un punto concreto son ejemplos de variables discretas, mientras que la determinación del volumen del depósito o la velocidad de giro de una bomba son ejemplos de planteamientos con variables continuas. Todo esto lleva a la conclusión de que la determinación del esquema óptimo de operación constituye un problema de bastante difícil resolución, aún para sistemas simples, creciendo los requerimientos de cálculo prácticamente de forma exponencial con el tamaño y la complejidad del sistema (Coulbeck, 1995).

La solución al problema de la gestión óptima de los sistemas de impulsión ha sido abordada por varios autores, cuyos intentos principales han consistido en introducir

simplificaciones adecuadas en el sistema hidráulico y en la evaluación de los costes para disponer así, al menos, de unas directrices básicas. Tales simplificaciones se basan en considerar una de las variables que intervienen como prioritaria sobre las demás o en descomponer la estructura del sistema en varias partes o en dividir el esquema global de operación en diferentes marcos temporales (Coulbeck, 1995).

5.1.1. Análisis y simulación del comportamiento de las bombas

En los casos más simples, la optimización afecta tan solo a la selección de la bomba o conjunto de bombas más eficientes (Matsumoto y Mays, 1979; Aldworth, 1983). Estas constituyen uno de los componentes más importantes de las redes en lo que se refiere al modo de operación del sistema y la afectación de los costes. Sus características hidráulicas y costes asociados guardan una relación no lineal con las condiciones de operación y con el estado de la red en cada momento. Así, la mayoría de los autores establecen un conjunto de ecuaciones de tipo cuadrático al objeto de relacionarlos. Estas ecuaciones constituyen la base de los modelos de comportamiento de las bombas que serán utilizadas posteriormente para optimizar el esquema de operación.

Coulbeck (1984) y Orr y col. (1986) elaboran el programa de ordenador GIPADS (Graphical Interactive Pump-source Analysis, Design and Simulation) para modelar el comportamiento de las bombas y evaluar los costes asociados con el modo de operación de las mismas bajo diversas estrategias de control a ensayar, tales como asociaciones en paralelo y cambios en la velocidad de giro. Tarquin y Dowdy (1989) determinan las curvas características de un sistema de distribución para abastecimiento urbano en períodos horarios de alta, media y baja demanda de agua, y a partir de las curvas características de las bombas obtienen las combinaciones óptimas de bombeo en cada caso, llegando a reducir el consumo de energía eléctrica en un 9,2 %.

En las dos últimas décadas en la agricultura de regadío los gastos de energía eléctrica suelen ser uno de los apartados de mayor magnitud dentro de este sector, por lo que autores como Buchleiter y Heermann (1986, 1990) plantean un algoritmo de selección de las combinaciones de bombeo óptimas en redes de distribución con varias estaciones elevadoras en serie, y asimismo considerando la posibilidad de que los grupos en paralelo en cada estación sean diferentes. Este modelo lo aplican en una zona regable de aspersión a la demanda en Oregon, con una presencia importante de pivotes, consiguiendo unos ahorros del 20 % en los costes energéticos.

A pesar de que la mayor parte de la investigación en este campo se ha limitado a la operación con bombas de velocidad constante, la inclusión de bombas de velocidad variable en los sistemas de impulsión también es objeto del estudio de algunos autores. El principal objetivo es que el funcionamiento de los grupos de bombeo se adapte al caudal solicitado por la red de distribución modificando la velocidad de giro continuamente. Lambeth y Houston (1991) muestran un ahorro del 20 % en los costes de energía eléctrica en el bombeo de una

estación depuradora de aguas. Wood y Reddy (1995) formulan un modelo de optimización para calcular las velocidades de giro de las bombas en cada intervalo horario de la simulación en período extendido de una red de distribución mallada mientras se minimiza el coste de explotación total y/o la altura piezométrica media en la red. El problema de optimización se formula como un problema implícito de programación no lineal en el que los niveles de agua en los depósitos se tratan como variables de decisión. La solución del modelo de optimización se obtiene mediante un algoritmo genético.

Hanson y col. (1996) estudian la inclusión de un accionamiento de variación de velocidad de las bombas en cinco estaciones de bombeo de uso para riego. Los resultados sugieren que el período de funcionamiento de la instalación con variadores de frecuencia debe ser como mínimo de 500 a 1.000 horas al año para equilibrar los costes de inversión del variador con los costes energéticos y los costes de explotación. Por otro lado, Pulido (1996) compara distintos modos de regulación de una estación de bombeo equipada con bombas de velocidad variable (García-Serra y Moreira, 1992) en una zona regable. Se selecciona la alternativa de la regulación escalonada (varía sólo la velocidad de giro de una de las bombas instaladas mientras las demás son grupos de velocidad constante que permanecen en funcionamiento a velocidad nominal o paradas) ya que es la solución que equilibra los costes de inversión y de operación, a pesar de que la regulación combinada (todas las bombas son de velocidad variable, de modo que conforme aumenta el caudal van entrando en funcionamiento los grupos en reposo en el momento que los grupos en funcionamiento lleguen a las velocidades máximas de giro) implica menores costes energéticos.

Las principales ventajas de la operación a velocidad variable con respecto a otro tipo de regulación son: a) las presiones pueden mantenerse en valores muy próximos a los mínimos requeridos; b) las pérdidas de agua por fugas, directamente relacionadas con la presión, se minimizan porque puede mantenerse la presión en los niveles mínimos; c) mantenimiento del rendimiento próximo al óptimo del grupo; d) es posible simplificar en gran medida el control de los caudales en el sistema, ya que el número de bombas necesarias para efectuar la regulación disminuye; e) al poderse controlar más fácilmente los períodos de funcionamiento de las bombas, se puede hacer un mejor uso del bombeo en horas de consumo mínimo, con el correspondiente ahorro económico y un uso más eficiente de la energía; f) se eliminan los transitorios asociados con el arranque o parada de las bombas, ya que el accionamiento de frecuencia variable permite llevar la bomba y el motor gradualmente a su velocidad nominal, a través de lo que se denomina un ‘arranque suave’ (Karassik y Petraccaro, 1990). La eliminación de la alta intensidad de corriente de arranque puede traducirse también en ahorros energéticos.

5.1.2. Elección del contrato de suministro de la energía eléctrica

La conveniente auditoría energética en el diseño, planificación y gestión de un sistema de impulsión de agua requiere también una contratación adecuada del suministro de energía eléctrica (Koelle, 1994). La existencia durante el día de horas en las que el coste del consumo

eléctrico se grava (horas punta), en relación al coste normal (horas llano), y de horas en las que dicho coste disminuye (horas valle), es el ‘arma’ de gestión que poseen las compañías suministradoras para estimular el consumo durante las horas en las que la demanda de energía eléctrica baja notablemente, y asimismo, puede constituir una herramienta para el usuario a fin de reducir el importe de su facturación.

Esta discriminación horaria se puede aplicar de forma adecuada de dos maneras (Martínez-Canales, 1996). Una de ellas supone cambiar la forma en que se realice el consumo energético, utilizando, por consiguiente, los intervalos más económicos que proporcionen las tarifas. Es decir, adecuando el período de funcionamiento de la instalación a los períodos horarios más económicos de la tarifa eléctrica elegida (Jorge y col., 1992). Desde este punto de vista, en los sectores industrial (Nilsson y Söderström, 1993) y comercial (Surapong y Bundit, 1996) se han analizado los ahorros posibles cuando la demanda total o parcial de energía eléctrica se efectúa en períodos bonificados de tarifa eléctrica.

En sistemas de riego, Pulido (1996) realiza un análisis de sensibilidad del coste de la red (costes de amortización y costes de operación) a la variación del tiempo de aplicación del riego. Este parámetro de diseño afecta significativamente al modelo de tarifación eléctrica (Duke, 1990), ya que a menores tiempos de riego mayores serán los caudales circulantes por cada tramo de la red de distribución, lo que supondrá un encarecimiento de la instalación (mayor diámetro de tuberías y mayores grupos de bombeo). En contrapartida, un menor tiempo de riego permitirá utilizar sólo las horas bonificadas de tarifa eléctrica y, por tanto, el coste energético disminuirá. Se propone como solución más adecuada, utilizar solamente las horas de tarifas más bajas cuando el número de horas de funcionamiento es bajo, y por el contrario cuando el número de horas de funcionamiento es elevado habrá que considerar la alternativa de tener que utilizar tanto las horas de coste bajo como las horas de coste medio o, incluso, alto.

Stetson y col. (1975) y Chao (1979) muestran que reducciones significativas de la demanda de energía en períodos punta de tarifa eléctrica pueden lograrse usando sólo en el riego las horas bonificadas, siempre y cuando las estaciones de bombeo y la red de tuberías tengan la capacidad suficiente para satisfacer el agua requerida por el cultivo. Referido a un método de riego en concreto, aspersión, Breytenbach y col. (1996) evalúan el coste energético de aplicación de agua con pivotes y ramales de avance frontal, indicando que es necesario tratar adecuadamente la dotación de riego (directamente relacionada con el tiempo de aplicación del riego) y el diseño del sistema de impulsión.

La otra forma de aplicar la discriminación horaria es eligiendo aquella que más interese según la forma en que se realice el consumo de energía eléctrica. En este caso se procura adaptar el tipo de discriminación horaria de la tarifa elegida al proceso de demanda energética. Así, Álvarez y col. (1997) proponen una metodología para la elección de la tarifa más adecuada en sistemas con demanda diaria de energía eléctrica conocida, demostrando que es factible llevar a cabo un análisis detallado de cada suministro para rentabilizar al máximo el consumo de energía eléctrica.

En sistemas de distribución de agua para riego, Lago y Maseda (1983) orientan a los agricultores en la elección de la tarifa y potencia que deben contratar para obtener el mínimo coste en la energía consumida. Sus estudios se centran en explotaciones agrícolas cuyas necesidades energéticas para riego equivalen a una potencia igual o inferior a 15 kW. Mazón y Moral (1994), intentando una optimización del coste de una explotación agrícola de regadío en la Cuenca del Duero en función de las tarifas eléctricas existentes, eligieron una parcela de la provincia de Valladolid dedicada a la remolacha con una superficie media de la zona (3 ha). Sus conclusiones recomiendan la utilización de la tarifa de riegos agrícolas y las horas bonificadas, y si se trata de una explotación mayor, con mayor número de horas y días de riego proponen seguir la misma metodología para comprobar la tarifa y la discriminación horaria idóneas.

Además de los recargos o bonificaciones por la discriminación horaria, otro de los complementos tarifarios es el de *interrumpibilidad* (capítulo 4), que trata de incentivar la reducción del consumo de energía eléctrica en los momentos críticos del Sistema Eléctrico, mediante la aceptación por parte del usuario de una interrupción total o parcial de su demanda (Kariuki y Allan, 1996a,b), y que ha de efectuarse en el momento exacto en que por parte del Sistema Eléctrico se haga tal petición. En este sentido, en grandes zonas regables de los EE.UU con una elevada utilización en la aplicación del agua de pivotes y ramales de avance frontal, autores como Buchleiter y col. (1981, 1984), Duke y col. (1984a,b), Heermann y col. (1984, 1985) y Homan y col. (1987) proponen programas integrados de control del manejo del riego y de la demanda eléctrica aplicando interrupciones parciales en el suministro eléctrico de la zona regable, en función de los estados de agua en el suelo y del cultivo, para no afectar la eficiencia del riego.

5.1.3. Optimización del esquema de operación de una red de distribución de agua

En los casos más simples la optimización afecta tan sólo a la selección de la bomba o conjunto de bombas más eficientes y/o al contrato del suministro de energía eléctrica más ventajoso. Estudios más completos requieren optimizar el esquema de operación del sistema de impulsión a lo largo de un cierto período de tiempo, ya sea de un día, de una semana o de períodos más largos, al objeto de sacar provecho de todos los factores que afectan al coste.

La interacción entre las bombas y la red hace indispensable la utilización de un simulador capaz de aceptar los esquemas de operación propuestos y, en conjunción con unas demandas predeterminadas, proporcionar la respuesta de la red así como los costes de operación del sistema para unas tarifas eléctricas definidas. El programa GINAS (Graphical Interactive Network Analysis and Simulation) ha sido desarrollado con este propósito (Coulbeck y Orr, 1984), presentando la posibilidad de realizar simulaciones estáticas y dinámicas. Este modelo proporciona resultados detallados del comportamiento hidráulico de todos los componentes de la red, así como los costes de operación de las estaciones de bombeo, y los costes de suministro y tratamiento del agua en los puntos de inyección de redes

urbanas.

También estudios como los de Lansey y Mays (1989), Jowitt y Xu (1990), Brion y Mays (1991), Jowitt y Germanopoulos (1992), Sadowski y col. (1995), Nitivattananon y col. (1996), Aliaga y col. (1998) y León y col. (2000) tienen como objetivo determinar el estado de los elementos de control presentes en una red de distribución, estaciones de bombeo y válvulas reguladoras de caudal, de tal forma que atiendan a cierta demanda hidráulica con un coste mínimo. Estas metodologías parten de las ecuaciones características de los elementos presentes en la red en estudio (depósitos, conducciones, estaciones de bombeo, válvulas reguladoras), de las leyes que rigen la estática de las redes (ley de continuidad y ley de balance energético), de una demanda temporal en un horizonte de 24 horas y de la estructura de la tarifa eléctrica contratada. Todos estos trabajos se han aplicado a redes urbanas en funcionamiento, obteniendo una disminución notable del coste energético variable de la operación de la red.

5.1.4. Diseño y manejo óptimos de los depósitos de regulación en las redes de distribución

La determinación de la capacidad y la localización de los depósitos son de las variables de decisión de mayor incidencia en el esquema de operación de los sistemas de distribución. Los criterios a aplicar para establecer el volumen o tamaño óptimo del depósito son múltiples y se derivan de factores funcionales, morfológicos, económicos, geotécnicos, climáticos y de seguridad (Amigó y Aguiar, 1994). De este modo, Abreu y col. (1992) determinan gráficamente la capacidad requerida como la máxima distancia vertical o diferencia de ordenadas de las curvas anuales de disponibilidades y consumos. Los efectos que tendría sobre las condiciones de explotación del depósito un dimensionado de la capacidad en el que ésta resultase inferior a la mínima requerida también se puede conocer gráficamente por el análisis de las áreas comprendidas entre la curva de consumos acumulados y la de alimentación del depósito, si éste se traslada verticalmente una magnitud equivalente a la capacidad real establecida.

El uso de materiales de bajo coste como suelos o tierras (materiales sueltos) han sido los que con mayor profusión y mejores resultados se han impuesto en la construcción de balsas de poca profundidad para el almacenamiento de aguas de riego. Junto a razones de índole económica existen otras que avalan el éxito de esta tipología de depósitos en el ámbito de la ingeniería rural. En éstas destaca la particularidad de la simplicidad tecnológica que, en principio, las caracteriza, junto a su flexibilidad para su adaptación a cualquier constitución morfológica del lugar de su emplazamiento. La necesidad de dotar a estos depósitos de un revestimiento impermeable, a la vez que resistente y económico, ha hecho converger las distintas soluciones aplicadas hacia el uso de láminas flexibles fabricadas a partir de materiales sintéticos que se conocen bajo el nombre genérico de 'geomembranas'. Su utilización en construcciones hidráulicas data de los primeros años sesenta (Amigó y Aguiar, 1994), pudiendo considerarse hoy como la técnica más extendida (y casi con exclusividad) en

los depósitos de materiales sueltos de uso agrícola.

La necesaria compatibilidad entre la altura deseable de las secciones estructurales (en desmonte o en terraplén), la capacidad óptima del depósito, el volumen total de tierras a remover y el equilibrio entre el material extraído y el utilizado en el dique hace de la morfología o relieve del suelo donde ha de ubicarse la balsa un factor limitante de la capacidad. En el caso de terrenos de escasa pendiente y relieve poco accidentado las formas más próximas a la circular son las más deseables desde el objetivo de obtener la máxima capacidad a igualdad de costo. A medida que el relieve lo impone la geometría viable puede alejarse de este óptimo para acercarse a formas más lineales, reduciéndose la capacidad del vaso así obtenido.

El Centro Agropecuario ‘Mas Bové’ (C.A.M.B) (1986) presenta gráficas y tablas de gran sencillez que ejemplifican la relación existente entre la forma básica de la balsa y el volumen de tierras a remover para configurar la estructura. Con el mismo objetivo, Edwards y col. (1992) muestran el sistema de ecuaciones que optimizan la capacidad de una balsa de forma tronco piramidal de base cuadrada. Estas gráficas, tablas y ecuaciones permiten realizar una primera aproximación de la forma a adoptar en terrenos poco accidentados y de pendiente reducida.

Otros métodos prácticos para los primeros ajustes entre la forma del depósito y el terreno en que se ubica se basan en la comparación por superposición directa de los perfiles típicos de los depósitos de tierra y los de terreno natural. Del grado de aproximación entre ambos se deducirá la solución económicamente óptima y su capacidad de almacenamiento para la altura prefijada (Amigó y Aguiar, 1994).

La relación directa existente entre la capacidad del depósito y su presupuesto obliga a considerar los costes como un factor limitativo en la magnitud del depósito a proyectar. En este punto, Sabet y Helweg (1989) analizan la inclusión en una red de distribución de un depósito de regulación que almacena el agua durante los períodos bonificados de energía eléctrica para su uso durante los períodos de demanda punta de agua. La función objetivo a minimizar incluye los costes de amortización de las inversiones en bombas, tuberías y depósito, y los costes de operación del sistema (fundamentalmente los costes de energía eléctrica). Los resultados muestran un decremento del 25 % en el coste total del sistema de distribución.

En sistemas de riego, los autores además de considerar los costes anteriormente citados, consideran la necesidad de disponer de un cierto volumen de reserva para evitar riesgos de pérdidas de producción de cultivos (Palmer y col., 1982; Steichen y Zovne, 1984; Mishra y Tyagi, 1988; Arnold y Stockle, 1991; Chávez-Morales y col., 1992; Edwards y col., 1992; Mahendrarajah y col., 1996) o la imposibilidad de garantizar las dotaciones mínimas de riego sin una cierta regulación de los caudales disponibles (Gwinn y Ree, 1975; Chotisasitorn y Ward, 1976; Sharma y Helweg, 1984; Govindasamy y Balasubramanian, 1990; Mehta y Goto, 1992; Ponnambalam y Adams, 1996; Jain y col., 1998), es decir, añaden criterios de rentabilidad de cultivos y de estrategias de manejo de los depósitos en la función objetivo. De

este modo, establecen una metodología para el manejo del agua de riego basada en la analogía con un esquema de circulación de dos depósitos (Medina y col., 1997). El primero de ellos se refiere al depósito de almacenamiento de agua y el segundo al suelo donde se desarrolla el cultivo. En el subsistema suelo existirán unos aportes provenientes de la precipitación y del agua de riego suministrada desde el depósito, y unas pérdidas debidas a la evapotranspiración, la infiltración profunda y la escorrentía superficial. El subsistema depósito tendrá unos aportes debidos al bombeo o canalización de agua desde otros puntos (ríos, manantiales, pozos), siendo sus pérdidas la evaporación desde su superficie libre y el suministro de agua de riego al cultivo.

La distribución temporal de la demanda de agua constituye una de las bases para el estudio de las necesidades de regulación (capítulo 3) y, por tanto, para determinar la capacidad óptima del depósito o balsa. Así Nel y Haarhoff (1996) determinan mediante simulación de distintos escenarios (demandas de usuarios, de incendios y de emergencias) el volumen óptimo de los depósitos de redes urbanas considerando la variabilidad temporal de la demanda, consecuencia de los ciclos vitales y de los hábitos de los usuarios. Sin embargo, la fluctuación de la demanda adquiere especial relevancia en las redes de distribución de agua para riego debido al ciclo biológico de la planta en los cultivos estacionales. Hirose (1997) con los datos de demanda horaria durante un determinado número de años determina los valores medios y, con estos y el número medio de horas de descarga del depósito calcula la capacidad de una balsa de regulación en un sistema de riego. Mehta y Goto (1992) con distintos modelos de cultivo y patrones de demanda horaria simulan determinados esquemas de operación de una balsa de riego, seleccionando aquel que da la capacidad mínima.

Los autores citados estudian la optimización de los sistemas de impulsión con depósitos de regulación suponiendo conocida la cota de éstos. Tradicionalmente estos depósitos se sitúan en puntos altos que dominan gran parte de la zona a abastecer. Sin embargo, esta situación reduce el coste energético en la distribución a costa de aumentarlo en la impulsión hasta depósito. Por otro lado, las diferentes posibles ubicaciones del depósito de regulación dan lugar a muy distintas redes de distribución con costes muy dispares (Khanjani y Busch, 1983; Martínez, 1993). Por tanto, si se pretende una optimización conjunta del sistema impulsión-distribución, la cota de situación del depósito debe ser considerada como una variable a tener en cuenta, que a su vez está condicionada por las características topográficas del terreno. De este modo, los condicionantes topográficos que una zona impone a la localización óptima de una balsa de riego son analizados por Reza y col. (1996) mediante un modelo implementado sobre un Sistema de Información Geográfica (SIG). Esta metodología evalúa tanto los costes energéticos como de amortización asociados a las diferentes alternativas de situación de la balsa, y genera mapas de isocoste de ubicación que orientan al proyectista en la toma de decisiones.

5.1.5. División estructural y temporal del sistema de distribución de agua

Otra forma de simplificar el problema es descomponer el sistema hidráulico en una serie de

subsistemas. Estos suelen consistir usualmente en un depósito de aspiración, una estación de bombeo, una tubería de impulsión y un depósito de descarga. Tales subsistemas, aisladamente o combinados en serie/paralelo, pueden ser modelados y optimizados. Esta optimización jerárquica lo que hace es resolver el problema estructurándolo de tal forma que cada nivel toma una decisión en función de los resultados de otras decisiones que se toman en el nivel inferior, y esa decisión será a su vez una entrada para el nivel inmediatamente superior. De esta manera, iterativamente, se resuelve el problema. El modelo GIPOS (Graphical Interactive Pump Optimization and Scheduling) se ha desarrollado con la metodología citada (Coulbeck y Orr, 1989), al igual que los trabajos de Meier y Beightler (1967), Sadowski y col. (1995) y Nitivattananon y col. (1996). Estos métodos reportan grandes ventajas de ahorro de tiempo, memoria y modularidad a la programación, si bien pueden llevar a problemas de convergencia en caso de subdividir excesivamente el problema.

Como se ha mencionado anteriormente, la determinación de las combinaciones discretas de bombas para cada estación de bombeo, junto con los valores continuos del punto de funcionamiento conduce a un problema de optimización de tipo entero-mixto. Por ello otros autores (Joalland y Cohen, 1980; Aliaga y col., 1998) han desarrollado algoritmos de optimización eficientes para convertir el problema mixto en un problema de variables continuas. La técnica utilizada se basa en el uso de caudales de bombeo medios en cada intervalo de tiempo dentro de una partición temporal preestablecida. El problema, una vez convertido en continuo, se resuelve combinando una función objetivo de costes de tipo cuadrático con restricciones de tipo lineal.

5.1.6. Formulación del problema de la explotación óptima de los sistemas de distribución de agua

El espacio de decisión que abarca la gestión óptima de los sistemas de impulsión y almacenamiento de agua es altamente no lineal. Para ello se han ensayado técnicas con diferentes tipos de formulaciones, desde métodos heurísticos (Tarquin y Dowdy, 1989) a métodos de modelación matemática. Entre los últimos destacan los modelos de programación no lineal (Shamir, 1974; Chase y Ormsbee, 1991; Brion y Mays, 1991; Aliaga y col., 1998) tal como el algoritmo de proyección de Lagrangianos aumentados (Murtagh y Saunders, 1982). Otros investigadores han formulado el problema mediante la programación dinámica (Coulbeck y Orr, 1989; Sabet y Helweg, 1985; Ormsbee y Lansey, 1994; Sadowski y col., 1995; Nitivattananon y col., 1996) que aunque da una solución óptima global su aplicación está limitada en la mayoría de los casos a sistemas con un único depósito o sistemas con múltiples depósitos en serie. Para utilizarla en sistemas más completos se necesitan estrategias de descomposición complejas (Joalland y Cohen, 1980; Zessler y Shamir, 1989). También se ha formulado el problema de la explotación óptima con la programación lineal (Jowitt y Germanopoulos, 1992; Crawley y Dandy, 1993) cuya metodología es fácilmente aplicable con el auxilio de un ordenador y consiste en transformar en lineales las funciones no lineales, y con sistemas expertos (Shepherd y Ortolano, 1996; León y col., 2000).

Aunque los trabajos citados son útiles en la práctica y resultan adecuados para ilustrar los conceptos ligados a la optimización de los esquemas de bombeo, no dejan de ser técnicas particulares aplicables a tipos de sistemas muy específicos. Ante la necesidad de desarrollar técnicas integradas que sean válidas para cualquier sistema en general, se han elaborado importantes métodos de unificación en esta área (Chen y col., 1993; Ulanicki y col., 1993) basados en el uso de politopos convexos (Matheiss y Rubin, 1980) para definir los dominios de validez de los caudales de depósitos, las superficies de mínimo coste de los esquemas de operación de las bombas y las políticas factibles para el almacenamiento de agua en sistemas con múltiples depósitos. Esta metodología no tiene una respuesta única, pero reduce las configuraciones de control a un conjunto de coste óptimo y factible que puede ser fácilmente evaluado.

5.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO Y OBJETIVOS

Las redes de distribución de agua para riego a la demanda suelen requerir la disposición de un depósito acumulador en cabecera que actúe como elemento regulador entre los recursos disponibles y la demanda de agua. De este modo, muchos sistemas de riego se caracterizan por estar constituidos por un conjunto de impulsores de motor eléctrico del que parte una conducción hasta depósito o balsa de regulación desde el/la cual se abastece la red de distribución según las demandas de agua existentes (figura 5.1). Esta solución presenta múltiples finalidades, entre las cuales las de carácter más general son las siguientes:

- Posibilidad de realizar la elevación desde el punto de abastecimiento de agua hasta el depósito o balsa, que se constituye como punto fijo, lo que permite un funcionamiento regular de las estaciones de bombeo ya que podrán trabajar próximas a su punto de rendimiento máximo, con valores de altura de elevación y de caudal aproximadamente constantes (Losada, 1995).
- Posibilidad de desplazar el bombeo a las horas bonificadas de tarifa eléctrica. De esta manera, durante dicho tiempo se acumulará agua en el depósito, que será consumida en las horas durante las cuales el precio de la energía eléctrica es mayor (López-Luque y col., 1993).
- El depósito de regulación permite abastecer la zona regable totalmente, o en algunos sectores en particular, directamente por gravedad evitando el posterior rebombeo en las redes de distribución.
- El depósito de regulación es indispensable en aquellos sistemas de riego en los que la fuente de suministro es fuertemente estacional permitiendo adaptar la oferta de agua a las demandas de los regantes (Aragón, 1990).
- Asegurar el máximo grado de libertad en el riego ya que se consigue adaptar la oferta de agua con las demandas de los regantes que normalmente se concentran en

determinados momentos de la jornada de riegos (capítulo 3).

- Asegurar una reserva destinada a hacer frente a posibles interrupciones del funcionamiento normal del sistema de impulsión, como consecuencia de una rotura en la tubería de impulsión, de un accidente en la captación, de un corte del suministro de energía eléctrica, etc. (Abreu y col., 1992).

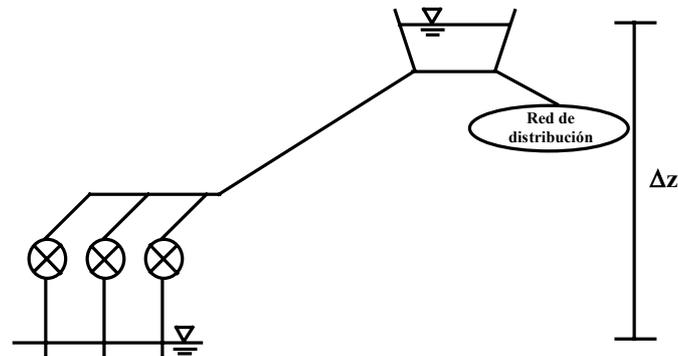


Figura 5.1. Esquema del sistema en estudio

En este capítulo nos vamos a centrar en la optimización en diferido de los esquemas de operación a lo largo del tiempo de los sistemas de riego descritos con anterioridad (figura 5.1). En definitiva, se trata de proponer con los datos actuales de la zona regable (capítulo 2) y la caracterización de la demanda (capítulo 3), un esquema de operación óptimo para un período próximo de tiempo que en nuestro caso va a ser toda la campaña de riegos. Dichas consignas se podrán posteriormente aplicar si las condiciones de funcionamiento de la red no se modifican notablemente sobre las predicciones. En el caso de desviaciones importantes de las condiciones de funcionamiento normales, en el capítulo 6 se estudia el control en tiempo real del sistema de impulsión a partir de las consignas de la optimización en diferido.

No es corriente aún hoy en día encontrar módulos de optimización en los paquetes comerciales de control de los sistemas de impulsión, y cuando alguno lo incorpora, sus condiciones de uso suelen ser muy restrictivas, sin integrarse dentro de un proceso global de optimización y control de la red (Martínez-Alzamora y Vela, 1996). Los procedimientos aplicados habitualmente en la práctica para su regulación se basan exclusivamente en satisfacer la demanda de caudal de los usuarios, manteniendo los niveles en el depósito o balsa y las presiones en la red dentro de unos márgenes admisibles, quedándose muy lejos del esquema de operación óptimo.

El objetivo principal de este capítulo es conseguir el régimen de explotación integral óptimo que origine el menor coste teniendo en cuenta la capacidad hidráulica de la estación de bombeo, el volumen del depósito o balsa, el coste de elevación del metro cúbico de agua y el contrato del suministro de energía eléctrica, todo ello compatibilizado con la exigencia de la

red en cuanto a la cantidad y calidad de servicio. En definitiva, se trata de obtener una capacidad de almacenamiento que permita elevar el agua en las horas con el coste energético más ventajoso, seleccionar el contrato del suministro eléctrico más adecuado y establecer una política de bombeo acorde con la discriminación horaria de la facturación eléctrica, pero siempre adaptando el esquema de operación a la forma de demandar de los regantes. De este modo, el depósito o balsa además de cumplir de acumulación del recurso agua, se podrá utilizar en la reducción de los costes energéticos al poder permitir una adaptación entre las horas de bombeo y el tipo de discriminación horaria.

Para la resolución del problema planteado, que como ya se indicó en la introducción comporta serias dificultades, se propone un modelo *jerárquico-multinivel*, que descompone el sistema en estudio en una serie de subsistemas que son optimizados de forma independiente. Así en el capítulo 3 se muestran dos metodologías para predecir la modulación de la demanda de agua de la red de distribución a medio plazo (campana de riegos) como paso previo a la optimización del régimen de operación del sistema de impulsión, que se inicia con la preselección de los grupos motor-bomba que pueden satisfacer las necesidades máximas de caudal y altura de energía de la red de distribución. Se continúa con la determinación de la capacidad de almacenamiento, las combinaciones de bombas y el contrato del suministro de energía eléctrica, que permitan establecer una estrategia de bombeo acorde con la discriminación horaria del coste energético. El contrato del suministro eléctrico incluye el tipo de tarifa eléctrica y sus complementos, así como el modo de facturar la potencia contratada en el sistema de impulsión y la potencia a solicitar en la acometida eléctrica. Asimismo se considera la posibilidad de contratos de temporada (capítulo 4). En el capítulo 6 se estudia el control del sistema en tiempo real a partir de la predicción de la demanda a corto plazo (24 horas). En la figura 5.2 se presentan los subsistemas considerados.

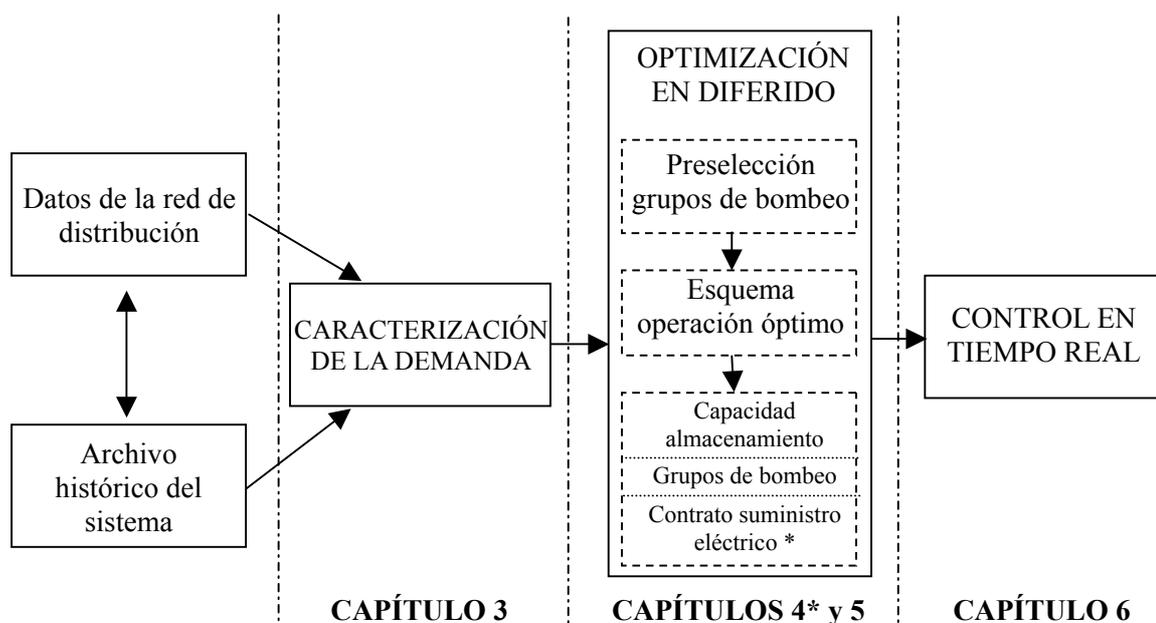


Figura 5.2. Módulos principales de la optimización del diseño y gestión de un sistema de impulsión y almacenamiento de agua para riego

5.3. MATERIAL Y MÉTODOS

5.3.1. Función de costes relacionada con la optimización de la operación del bombeo

La filosofía general del diseño, manejo y gestión óptima de los sistemas de impulsión y almacenamiento de agua parte de la premisa de que para reunir un conjunto de requisitos funcionales es posible establecer múltiples soluciones técnicamente viables y correctas, y de todas las posibles, la mejor será aquella que represente un coste mínimo. Desde esta perspectiva, el diseño, manejo y gestión óptima consiste en seleccionar la alternativa más económica de entre un número de alternativas realistas y factibles (Pérez-García, 1993).

El problema se formula en términos de una función objetivo que contempla los diversos costes asociados al sistema, y de unas restricciones que representan tanto las leyes físicas que gobiernan el funcionamiento del sistema, como las condiciones de funcionamiento que se espera obtener del mismo (apartado 5.3.2).

Los costes implicados en el funcionamiento de una red se pueden agrupar en (Caballer y Guadalajara, 1998):

- Costes fijos (amortización y mantenimiento) que comprende aquellos costes independientes del volumen de agua utilizada.
- Costes de la gestión de las instalaciones. Comprenden, a su vez, los costes de personal y mano de obra (administración, vigilancia y mantenimiento), los costes energéticos necesarios para la elevación del agua y los gastos generales (energía eléctrica para el telecontrol, emergencias de servicios por el personal de guardia, etc.). Se trata de costes variables ya que varían proporcionalmente al volumen de agua.

El coste total se estima como la suma de los costes fijos más los costes variables. En el apartado de costes fijos destaca la inversión en conducciones, grupos motor-bomba y depósitos (Pérez-García, 1993). En cuanto a los costes de explotación, destaca por su importancia el coste energético, que puede alcanzar e incluso superar el valor de la amortización anual de la inversión (Pulido, 1996), mientras que los apartados de mantenimiento y personal pueden cifrarse como una pequeña cantidad de la amortización anual de la inversión.

Por su naturaleza los costes implicados están referidos a diferentes bases temporales. El coste de inversión constituye un pago único que es necesario realizar para acometer la construcción y puesta en servicio de la red, mientras que los costes de operación corresponden a cantidades devengadas periódicamente para mantener el funcionamiento del sistema en las condiciones de servicio. Los períodos de referencia son normalmente de duración anual y, en consecuencia, los gastos de operación se expresan en unidades monetarias por año.

Surge por tanto la necesidad de expresar todos los costes implicados en referencia a una única base temporal, y la forma más habitual es referir los costes de inversión a un

término anual para comparar con los costes de operación, como se hace con cualquier planificación de tipo económico a medio y largo plazo. De este modo se utiliza comúnmente el factor de amortización a_t , el cual representa el coste anual de amortización de una inversión producida en el año inicial y que se amortiza a lo largo de T años a una tasa de interés r . De esta forma, la inversión de un capital inicial C_I representa unas cargas anuales de amortización $C_I \cdot a_t$ unidades monetarias. Si actualizamos las cantidades amortizadas anualmente, la suma de los valores actuales se corresponde con el valor de la inversión C_I , esto es:

$$C_I = \sum_{i=1}^T \frac{C_I a_t}{(1+r)^i} = C_I a_t \sum_{i=1}^T \frac{1}{(1+r)^i} = C_I a_t \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^T} \quad (5.1)$$

De aquí se deduce que el valor del factor de amortización a_t es:

$$a_t = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (5.2)$$

Sobre esta base, el procedimiento habitual consiste en contabilizar el coste del sistema sobre una base temporal anual como la suma del coste de amortización de la inversión más el coste de operación del sistema:

$$\text{Coste anual del sistema} = [\text{Inversión}] a_t + [\text{Coste anual de operación}] \quad (5.3)$$

Dentro de la función de costes de los depósitos o balsas, es de destacar el coste de oportunidad que supone dejar de percibir el beneficio derivado del uso alternativo de la superficie de terreno ocupado. La demanda de la tierra en una zona regable será para uso agrícola, por lo que el coste de oportunidad se va a calcular como la renta anual que percibiría dicha superficie de tierra (apartado 2.5).

5.3.2. Función objetivo y restricciones

La optimización del régimen de explotación del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua para riego en estudio se formula bajo el objetivo de minimizar el coste global de producción, teniendo en cuenta las restricciones propias de la red de distribución. Matemáticamente podemos expresar esta condición de una forma general como (Martínez-Alzamora y Vela, 1996):

$$\text{mín} \sum_{t=1}^{NE} C_T(t) \text{ sujeto a } \begin{cases} g_j(t) \geq 0 \\ h(t) \geq 0 \end{cases} \quad (5.4)$$

siendo NE el número de etapas o intervalos considerados en el período de optimización; $C_T(t)$ la función de costes en cada intervalo t ; $g_j(t)$ las restricciones del sistema para cada intervalo t y estación elevadora j y, $h(t)$, otras restricciones del sistema, función de las características de

los componentes de la red, de su topología y de sus propias limitaciones.

Como se indicó en el apartado anterior la función de costes tiene dos componentes claramente diferenciados: los costes de inversión (costes fijos) y los costes energéticos (costes variables). De este modo, la optimización propuesta en (5.4) se reducirá a encontrar el mínimo de:

$$\text{mín} \left\{ \sum_{t=1}^{NE} \sum_{j=1}^{nb} \left[\frac{\gamma Q_j(t) H_j(t)}{\eta_j(t) \eta_{mj}(t)} C_{Ej}(t) \right] \Delta t + a_t C_I \right\} \quad (5.5)$$

donde **nb** es el número de estaciones de bombeo consideradas; γ es el peso específico del agua; $Q_j(t)$ es el caudal impulsado por la estación de bombeo **j** durante el intervalo **t**; $H_j(t)$ es la altura de energía que suministra la estación de bombeo **j** al agua en el intervalo **t**; $\eta_j(t)$ es el rendimiento global de los grupos de bombeo **j** en el intervalo **t**; $\eta_{mj}(t)$ es el rendimiento de los motores de la estación de bombeo **j** en el intervalo **t**; $C_{Ej}(t)$ es el coste energético durante el intervalo **t** en la estación de bombeo **j**; Δt es la duración adoptada para el intervalo **t**; C_I es el coste de la inversión en conducciones, grupos motor-bomba y depósitos, y a_t es el factor de amortización.

El período de optimización considerado es la duración de la campaña de riegos por lo que se refieren los costes de inversión a un término anual para comparar con los costes energéticos (apartado 5.3.1). Asimismo se escogen intervalos horarios por ser la base de todos los sistemas de discriminación en la tarificación eléctrica (apartado 4.3.1). Por otro parte, en el sistema en estudio tendremos la estación que impulsa hasta el depósito o balsa de regulación, y se plantea la posibilidad de grupos de rebombeo que aspiren el agua del depósito y la inyecten directamente a toda o a parte de la red de distribución. La ley de control establecida, para la impulsión hasta el depósito de regulación, es la adaptación del bombeo a la discriminación horaria del precio de la energía eléctrica en función de las reservas disponibles (apartado 5.3.4). Si existe rebombeo, se tendrá una impulsión directa en función de la demanda de la red de distribución (apartado 5.3.5).

De este modo, el conjunto de restricciones a que se ve sometida la función objetivo (5.5) es el siguiente:

- a) En los grupos de bombeo la altura de energía $H_j(t)$ y el rendimiento global $\eta_j(t)$ en cada intervalo **t** serán función de las características de las bombas h_{Bj} y de la ley de control **u** aplicada. Dicha función puede además depender (bombas de velocidad variable) o no (bombas de velocidad fija) de la curva característica del sistema de distribución aguas abajo.

$$\begin{aligned} H_j(t) &= f(h_{Bj}, u) \\ \eta_j(t) &= \Psi(h_{Bj}, u) \quad \forall t, \quad j = 1, \dots, nb \end{aligned} \quad (5.6)$$

- b) En la estación de bombeo que impulsa hasta el depósito de regulación debe

verificarse el balance de volúmenes en el depósito a lo largo del intervalo Δt :

$$\text{Volumen}(t) - \text{Volumen}(t - 1) = [Q(t) - \text{Demanda}(t)] \Delta t \quad \forall t \quad (5.7)$$

Mientras que en la inyección directa (rebombéo) a la red de distribución se cumple:

$$Q(t) = \text{Demanda}(t) \quad \forall t \quad (5.8)$$

c) La demanda total de la red debe ser satisfecha en cada intervalo t :

$$\sum_{i=1}^M d_i(t) = \text{Demanda}(t) \quad \forall t \quad (5.9)$$

siendo d_i la demanda en cada uno de los M nudos de la red.

d) Los volúmenes almacenados en el depósito al final del período de optimización deben coincidir con los volúmenes iniciales:

$$\text{Volumen}(\text{NE}) = \text{Volumen}(0) \quad (5.10)$$

lo que nos lleva a la conclusión de que el volumen total aportado a la red a lo largo del período de optimización debe ser igual al demandado, esto es:

$$\sum_{t=1}^{\text{NE}} Q(t) = \sum_{t=1}^{\text{NE}} \text{Demanda}(t) \quad \forall t \quad (5.11)$$

e) El volumen del depósito de regulación debe mantenerse dentro de unos límites de seguridad marcados por un volumen mínimo **Volumen_{min}** y otro máximo **Volumen_{max}**:

$$\text{Volumen}_{\min} \leq \text{Volumen}(t) \leq \text{Volumen}_{\max} \quad \forall t \quad (5.12)$$

f) De acuerdo con las leyes de la hidráulica, la altura de energía $H_j(t)$ que debe suministrar a la red cada estación de bombeo j y en cada intervalo t , es función de la tipología de la red, es decir, de las características de las conducciones h_C , del punto de operación en dicho intervalo caracterizado por $Q(t)$, **Demanda(t)** y **Volumen(t)** (bombeo hasta depósito) o por **Demanda(t)** (rebombéo), y finalmente de la ley de control u aplicada sobre los elementos de regulación del sistema.

$$H_j(t) = \Phi \{ h_C, Q_j(t), [\text{Demanda}(t), \text{Volumen}(t)] \text{ ó } \text{Demanda}(t), u \} \quad \forall t, \quad j = 1, \dots, nb \quad (5.13)$$

A continuación se describen los subsistemas de la optimización en diferido considerados en el modelo jerárquico-multinivel propuesto (figura 5.2) para la resolución del problema planteado.

5.3.3. Preselección de los grupos de bombeo

Las bombas a considerar se caracterizan por sus curvas características que, para un valor de la velocidad de giro del motor, establecen las relaciones entre la altura de elevación **H** (altura dinámica total, también llamada neta o manométrica, que es la energía ganada por el líquido real), la potencia **P** absorbida al motor por el eje de la bomba y el rendimiento global η (que considera el rendimiento hidráulico o manométrico debido a las pérdidas hidráulicas durante el tránsito a través de la bomba, el rendimiento mecánico debido a las pérdidas por rozamiento hidráulico y mecánico, y el rendimiento volumétrico debido a posibles fugas) con el caudal **Q**. Generalmente se admite en bombas centrífugas la variación cuadrática de estas variables **H**, **P** y η con el caudal **Q** (Martínez-Alzamora y Pérez-García, 1992), por lo que las curvas características se modelan analíticamente como:

$$\begin{aligned} H &= A + BQ + CQ^2 \\ P &= D + EQ + FQ^2 \\ \eta &= G + HQ + IQ^2 \end{aligned} \quad (5.14)$$

donde los coeficientes **A**, **B**, **C**, **D**, **E** y **F** se obtienen mediante análisis de regresión (método de ajuste de los mínimos cuadrados) a partir de las gráficas proporcionadas por el fabricante. Estas se han digitalizado, determinando así una serie de puntos (**H_i** , **Q_i**) para las curvas de alturas y (**P_i** , **Q_i**) para las curvas de potencias. Finalmente la modelación analítica de la tercera curva de la bomba $\eta = \eta(Q)$, se obtiene mediante un ajuste directo como combinación de las precedentes, ya que:

$$\eta_i = \frac{\gamma \cdot Q_i \cdot H_i}{P_i} \quad (5.15)$$

Los coeficientes de las curvas características de cada bomba se han almacenado en un fichero de datos, junto con la gama de motores que pueden arrancar dichas bombas y los precios de los grupos motor-bomba (Anexo 5.I). Las prestaciones de caudal y altura de energía de las bombas consideradas son de 1-5.000 m³/h y de 1-180 m.c.a., respectivamente, con velocidades de giro de 990, 1.450, 1.475, 1.480, 1.485, 1.490, 2.900, 2.970 y 2.980 r.p.m.

En la decisión sobre cuantos grupos de bombeo instalar, se disponen impulsores iguales trabajando en paralelo ya que se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- El acoplamiento en paralelo es una decisión frecuente en la práctica donde se fracciona la potencia total necesaria entre grupos idénticos adecuando el caudal bombeado a las necesidades de cada momento con valores de rendimiento aceptables. La disposición de un solo grupo de bombeo implica que el funcionamiento bajo pequeños requerimientos de caudal se efectúe con rendimientos muy bajos. Por otra parte la elasticidad del sistema se incrementa con la disposición de múltiples bombas en paralelo. Esto se puede ver en la figura 5.3 donde la zona en la que el rendimiento no desciende por debajo de un valor aceptable se duplica según el eje de abscisas en el caso de dos bombas en paralelo.

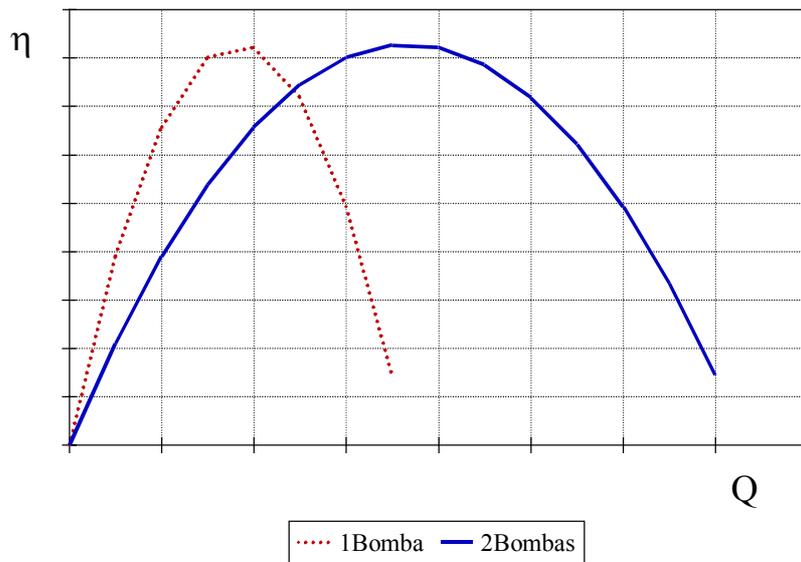


Figura 5.3. Comparación de rendimientos η de una bomba y de dos bombas acopladas en paralelo (Q = caudal)

- La fiabilidad de un sistema dotado con más bombas será superior, dado que la disminución de la capacidad de la estación de bombeo (hablando en términos de caudal a impulsar) por motivo de la avería de un grupo, será menor cuanto más bombas haya.
- A diferencia de los grupos con características iguales, cuando las bombas son diferentes, la curva característica resultante presenta un tramo común (tramo II) (figura 5.4) donde no debe trabajar el conjunto. En efecto, a la bomba I le resulta imposible funcionar en dicha zona, y consecuentemente, el acoplamiento pierde toda su significación. La zona III es la de funcionamiento correcto de las dos bombas en paralelo. Esta es una razón adicional para que en la práctica se tienda casi siempre al acoplamiento de bombas idénticas.
- El fraccionamiento de la potencia en varios grupos iguales proporciona también una menor inversión en piezas de repuesto en almacén al poder ser las piezas, intercambiadas para varios grupos.
- Al disponer de más bombas la zona ‘operativa’ de cada combinación (intervalo de caudales en el que funciona) será más pequeña, por lo que si el caudal demandado sufre frecuentes variaciones, puede darse el caso de que el número de arranques y paradas de los grupos sea excesivo (en motores de inducción de jaula de ardilla, la corriente de arranque es del orden de un 600 por 100 de la corriente a plena carga (Karassik y Petraccaro, 1990)).

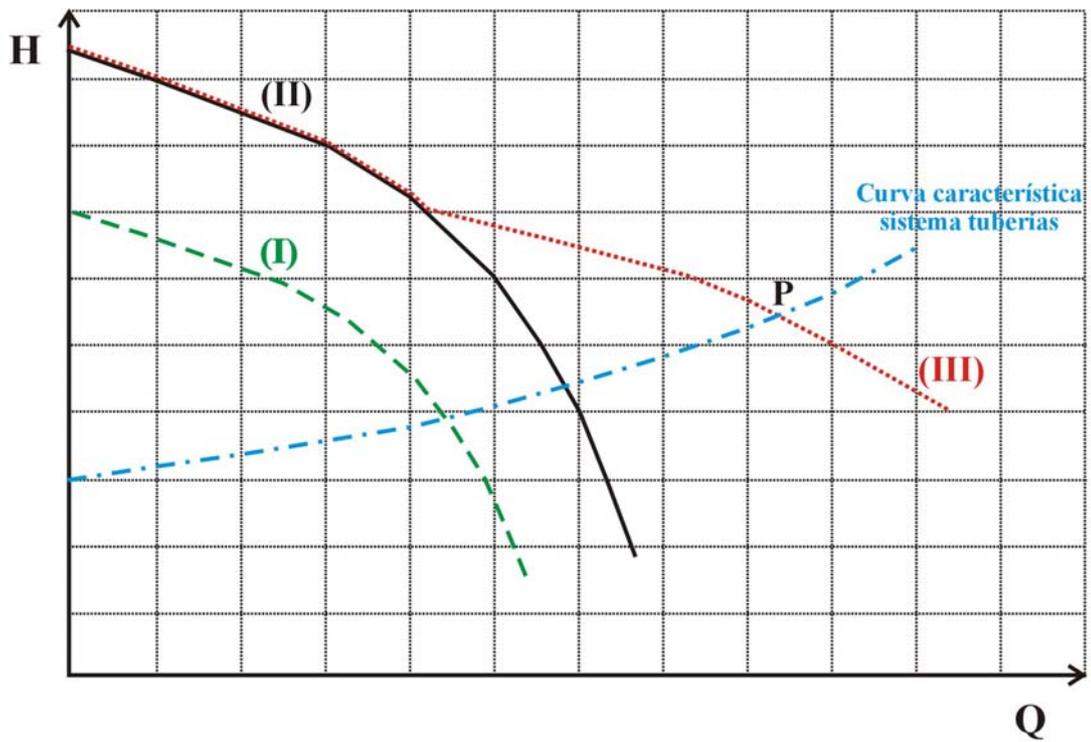


Figura 5.4. Curva característica de dos bombas distintas acopladas en paralelo. (I) y (II) son las curvas características de cada una de las bombas, (III) es la curva característica de las dos bombas funcionando en paralelo y P es el punto de funcionamiento del sistema

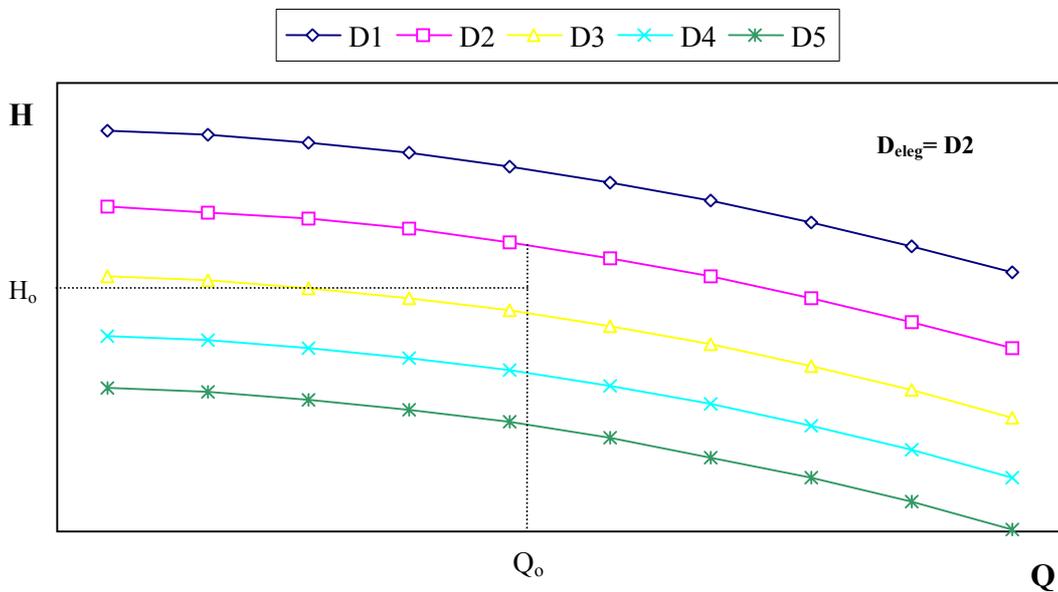


Figura 5.5. Selección del diámetro del impulsor para un punto de funcionamiento (Q_0, H_0) . $D1$, $D2$, $D3$, $D4$ y $D5$ son los diámetros de impulsor para un mismo cuerpo de bomba y D_{eleg} es el diámetro elegido

- Por otro lado, una estación de bombeo equipada con más bombas requerirá de un sistema de regulación más complejo, y unos costes de obra civil y aparellaje eléctrico más elevados.

El procedimiento seguido para determinar el número de grupos consiste en fraccionar el caudal en 2, 3, ..., n veces, de modo que el valor de **n** se determina mediante las inecuaciones:

$$\frac{Q}{n} \geq 6 \frac{m^3}{h} \quad (5.16)$$

$$n \leq 10$$

pues, desde el punto de vista práctico, no son habituales bombas para riego de caudales menores a 6 m³/h (López-Luque, 1989), y más de diez bombas encarece notablemente la obra civil y el aparellaje eléctrico (Ideal, 1985; García-Serra y Moreira, 1992; Itur, 1997). De todas formas el programa de ordenador desarrollado permite variar ambos condicionantes (Anexo 5.IV). De este modo, para cada valor de **j** (2 ≤ **j** ≤ **n**) de fraccionamiento, se escogen las bombas capaces de dar el caudal (**Q/j**) a una altura superior a la exigida en cabecera. Dado que para un mismo cuerpo de bomba existen varios diámetros del impulsor que implican sendas curvas características, se escogerá aquel diámetro al que corresponde una curva característica cuya **H** correspondiente a (**Q/j**) quede justo sobre la altura requerida en cabecera. A modo de ejemplo en la figura 5.5 se muestra el criterio para elegir el diámetro del impulsor **D_{eleg}** para el dimensionado de una estación de bombeo con **j** grupos, requiriéndose un caudal **Q_o** a una altura energética **H_o**.

Conocidas las curvas características **H = H(Q)** y **P = P(Q)** de una bomba, la curva característica **H_{SIS} = H_{SIS}(Q)** de un sistema de **n** bombas iguales en paralelo viene dada por la suma horizontal de las curvas características de las bombas individuales (Mataix, 1975).

Con la serie horaria de demandas de agua (capítulo 3) el modelo determina la demanda máxima, y se le especifica el incremento de cotas **Δz** desde la fuente de suministro de agua al depósito o balsa de regulación y la longitud de la impulsión **L**. Con estos valores y la fórmula de dimensionado económico de Agüera (1996) se obtiene el diámetro **D** aproximado en la tubería de impulsión en m:

$$D = 1,165 \left[\frac{f}{\eta} \left(0,5 + 2,35 \cdot 10^{-4} \frac{N}{a_t} \right) \right]^{0,154} Q^{0,462} \quad (5.17)$$

siendo **f** el factor de rozamiento, **η** el rendimiento de los grupos motobomba, **N** el número anual de horas de funcionamiento, **a_t** el factor de amortización y **Q** el caudal en m³/s.

Fijando en principio un rendimiento de los grupos **η** y un factor de rozamiento **f**, se calcula **D** con (5.17). Con este diámetro se selecciona el material a utilizar (Anexo 5.II) y se determina el número de Reynolds, para obtener el valor definitivo de **f** mediante White-Colebrook (ecuación (3.18)). Las pérdidas de carga se calculan con la ecuación de Darcy-

Weisbach (ecuación (3.17)), y despreciando los sumandos cinéticos y las pérdidas en elementos singulares en la ecuación de la energía, la curva característica del sistema de impulsión viene dada por (Losada, 1995):

$$H = \Delta z + \frac{8}{g \pi^2} \frac{f L}{D^5} Q^2 \quad (5.18)$$

De este modo, el modelo compara el caudal y la altura de energía requeridos con las prestaciones de las bombas almacenadas en el fichero de datos, dando como salida las bombas y/o combinaciones de bombas que satisfacen las necesidades expuestas. Con los valores del punto de funcionamiento de éstas y entrando de nuevo en (5.17), se calcula el diámetro económico definitivo de la impulsión, eligiendo como diámetro comercial el inmediato por exceso (Anexo 5.II). Se fija el timbraje de la tubería como el inmediato superior a la altura de energía máxima. Se prescinde del golpe de ariete ya que se considera que en la instalación se colocará algún dispositivo antiarriete para mantener las presiones por debajo de la línea de carga de trabajo de la tubería. El modelo también permite la opción de introducir directamente el diámetro seleccionado por el proyectista.

El caudal y altura necesarios nos darán las condiciones de bombeo ideales, mientras que la curva característica de los grupos de bombeo nos dará las reales. La diferencia entre una y otra será el exceso de presión ($H_{\text{real}} - H_{\text{nec}}$). En la figura 5.6 se contrasta la curva de potencias necesarias P_n , definida como el producto del caudal solicitado por la altura de energía necesaria, con la curva de potencia suministrada P_s , producto del caudal por la altura de energía real, y con la curva de potencia absorbida P por las bombas dada por el fabricante. Así, para Q_1 el segmento $\overline{C_1 D_1}$ representa la potencia requerida, $\overline{B_1 C_1}$ la potencia disipada inútilmente en exceso de presión y $\overline{A_1 B_1}$ la potencia disipada en pérdidas en los órganos de bombeo. Mientras que estas últimas no pueden ser evitadas, las primeras sí, o cuanto menos reducidas.

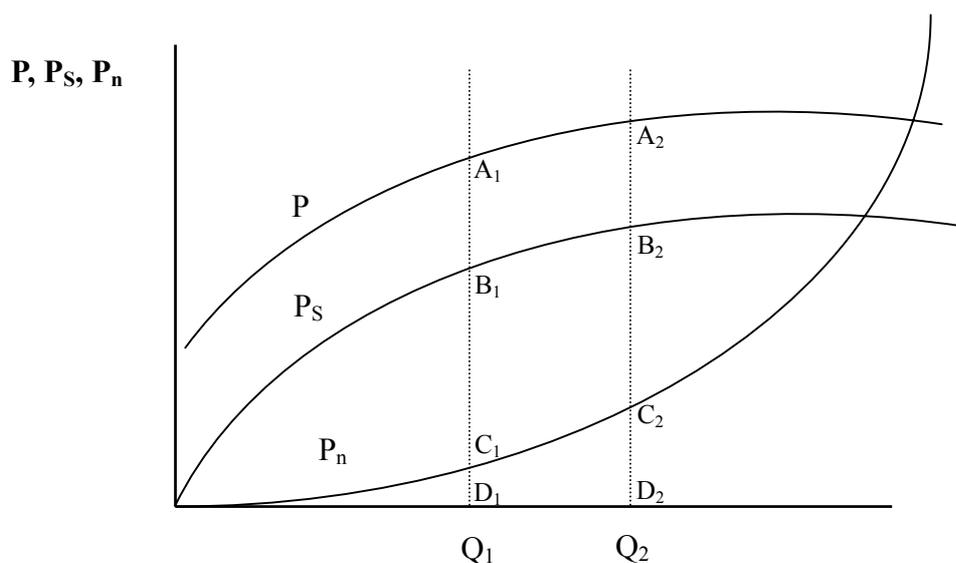


Figura 5.6. Curvas de potencias necesaria P_n , suministrada P_s y absorbida P . Se definen los rendimientos de regulación η_{reg} y del conjunto de la instalación η_{inst}

(Martínez-Alzamora y Sà-Marques, 1992) como:

$$\eta_{\text{reg}} = \frac{P_n}{P_s}$$

$$\eta_{\text{inst}} = \eta \cdot \eta_{\text{reg}} = \frac{P_s}{P} \frac{P_n}{P_s} = \frac{P_n}{P} \quad (5.19)$$

De este modo, dentro de esta preselección, además de evitar las soluciones que impliquen déficit de presión, se consideran las bombas con un rendimiento del conjunto de la instalación igual o mayor al 30 %, evitando así grandes disipaciones de potencia como consecuencia de los excesos de presión.

El modelo selecciona como motor de accionamiento el menor cuya potencia sea igual o superior a la absorbida por la bomba, dándole un margen de seguridad (tabla 5.1) para evitar sobrecargas por posibles anomalías de suministro de fluido eléctrico, variaciones de nivel del líquido u otras causas, además de considerar el rendimiento del motor η_m , cociente entre las potencias absorbidas por la turbomáquina y el motor de arrastre.

Tabla 5.1. Márgenes recomendados para los motores de accionamiento	
Potencia absorbida por la bomba (P)	Margen del motor (%)
$P \leq 7,5 \text{ CV}$	25-20
$7,5 \text{ CV} < P \leq 30 \text{ CV}$	16
$30 \text{ CV} < P \leq 75 \text{ CV}$	13
$P > 75 \text{ CV}$	10

Fuente: Ideal, 1985; Duke, 1990; Gómez Pompa, 1993; Itur, 1997

Con los grupos motor-bomba preseleccionados se calcula el coste medio de operación de cada uno de ellos. Este coste incluye el coste medio de energía y el coste de amortización de los grupos. El coste energético anual C_E será:

$$C_E = \sum_{j=1}^N \frac{P_j \cdot T_e}{\eta_m} \quad (5.20)$$

donde P_j es la potencia absorbida por el grupo de bombeo en la hora j expresada en kW, N el número de horas anuales de utilización y T_e el precio del kWh consumido.

Por otro lado, tenemos el coste de los grupos de bombeo como coste de inversión. Para poder establecer comparaciones con el coste energético se reduce la inversión a un coste anual, mediante la intervención del factor de amortización a_t (ecuación (5.2)).

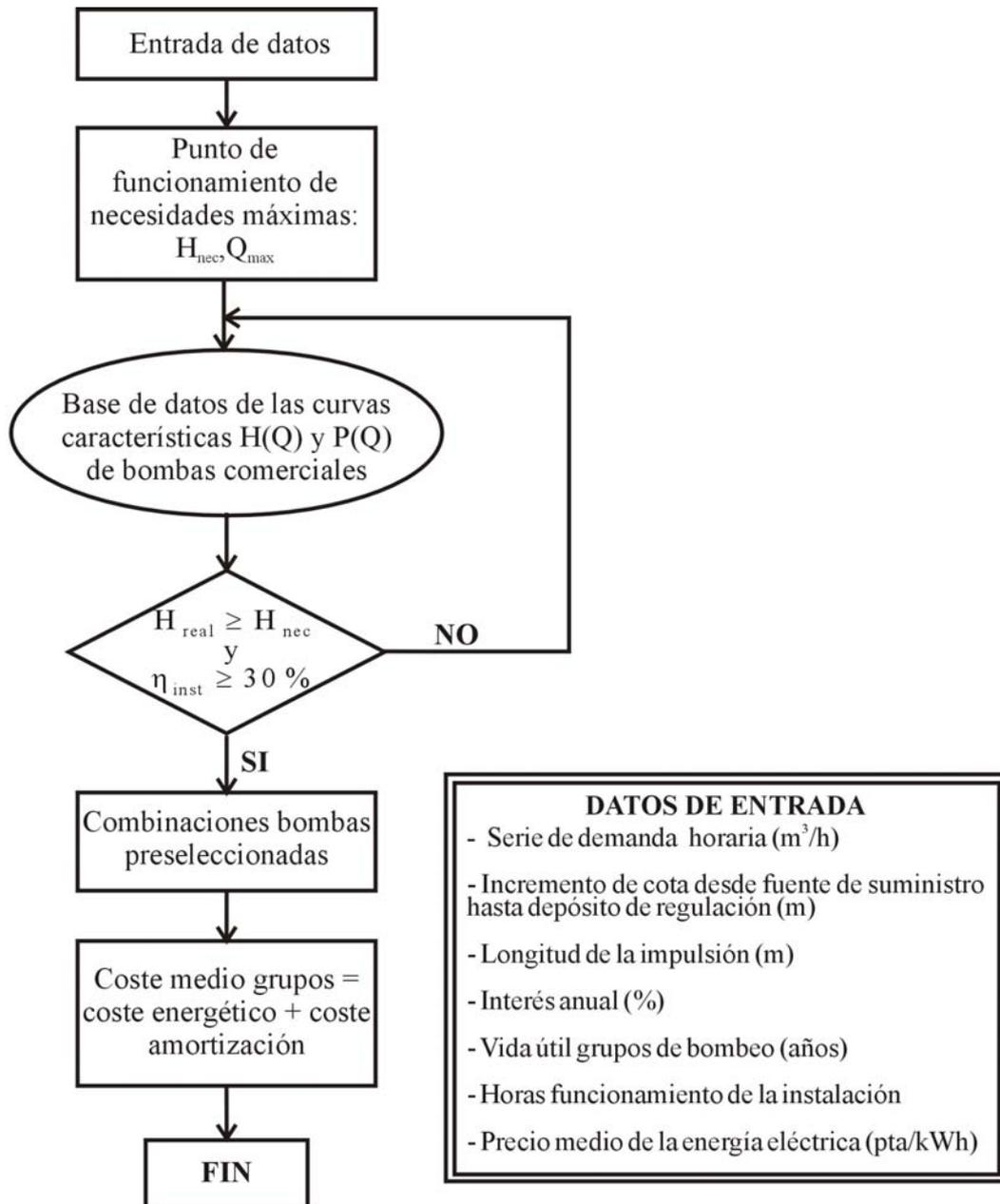


Figura 5.7. Organigrama de selección de los grupos de bombeo que se utilizan en la optimización del esquema de operación del sistema de impulsión

Hay que señalar que en esta búsqueda de una solución inicial para el bombeo (figura 5.7), se considera un precio medio de la energía eléctrica, un número medio de horas anuales de utilización de la instalación y, que las bombas trabajan en un único punto de funcionamiento correspondiente al de necesidades máximas. Es en la segunda etapa del modelo (apartado 5.3.4) donde se procede a la valoración energética completa de los sistemas de impulsión, considerando la distribución de los caudales demandados a lo largo de la campaña de riegos y el escalonamiento de los grupos motor-bombas, así como, el término de energía (pta/kWh), el término de potencia (pta/kW-mes), los complementos de discriminación horaria y de estacionalidad, el modo de facturar la potencia, la posibilidad de hacer contratos de temporada y contratos en el mercado liberalizado de energía eléctrica.

5.3.4. Algoritmo de gestión óptima del bombeo en un sistema de impulsión hasta depósito de regulación

El algoritmo ha sido desarrollado bajo las hipótesis de partida que se exponen a continuación:

5.3.4.1. *Series de demanda horaria de agua*

Se dispone de los valores de la demanda horaria para todo el período de funcionamiento del sistema durante la campaña de riegos. En este caso, al disponer de algunos ciclos de funcionamiento del sistema de impulsión de la zona regable de Fuente Palmera, se considera la demanda horaria obtenida a partir de estos datos (apartado 3.2.1). Si no se conocen, será necesaria la simulación de los caudales demandados (apartado 3.2.2). Se han escogido intervalos horarios, por ser la base de todos los sistemas de discriminación en la tarificación eléctrica.

5.3.4.2. *Grupos motor-bomba*

Las bombas preseleccionadas en el apartado 5.3.3 son las que se utilizan para bombear los volúmenes de agua demandados. La regulación de las bombas en paralelo se realiza por sucesivos arranques y paradas de los grupos en función del caudal demandado por la red de distribución. Supongamos una instalación con tres bombas iguales en paralelo (figura 5.8). h_A , h_B y h_C son las curvas características del bombeo cuando funcionan una, dos y tres bombas, respectivamente, y h_S es la curva característica del sistema de tuberías. Para los distintos caudales demandados, sus respectivos puntos de funcionamiento han de estar necesariamente en algún punto de las tres curvas características. Cada vez que conecta una nueva bomba, el punto de funcionamiento da un salto brusco a los correspondientes puntos **1**, es decir, un salto a la siguiente curva característica. Los sucesivos puntos de funcionamiento estarán pues sobre la línea en diente de sierra, **A1-A2**, **B1-B2**, **C1-C2**.

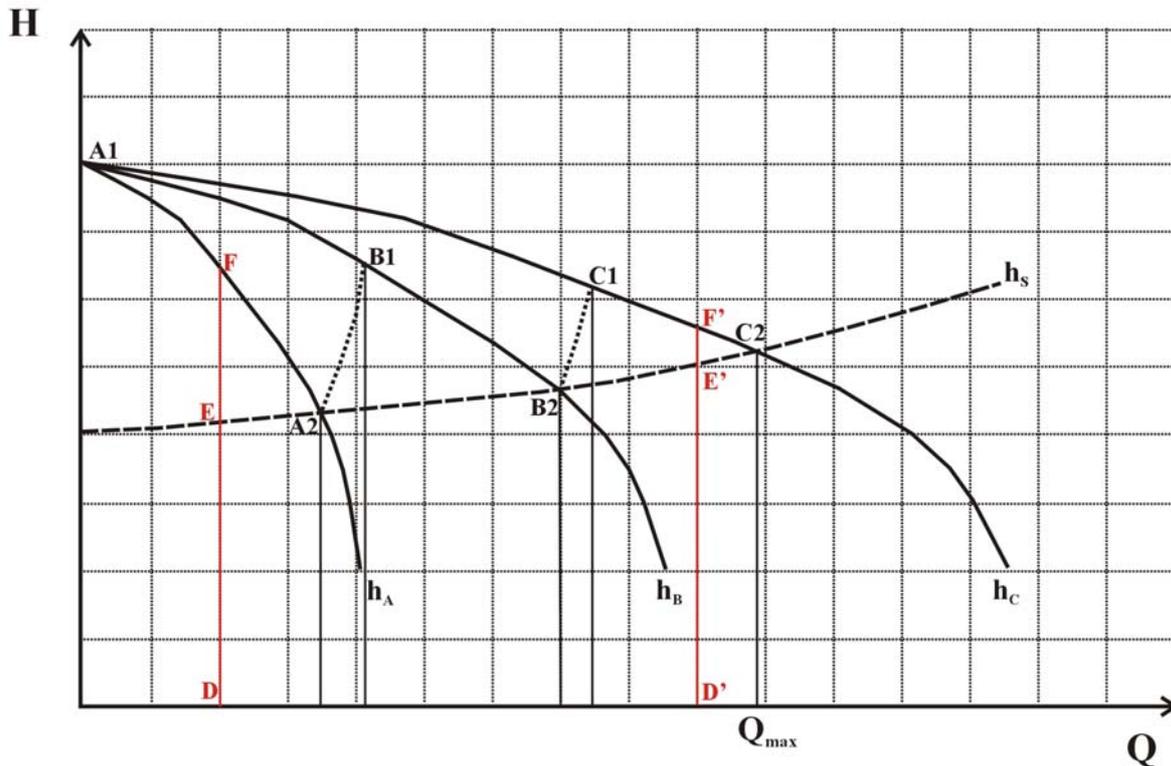


Figura 5.8. Curva característica de tres bombas iguales acopladas en paralelo. h_A , h_B y h_C son las curvas características cuando funcionan una, dos y tres bombas, respectivamente, y h_s es la curva característica del sistema de tuberías

Cuando se conecta una nueva bomba, las alturas de energía en la red aumentan y consecuentemente los caudales también ($Q_{B1} > Q_{A2}$). Los caudales de los puntos **1** ($B1$, $C1$,...) se calculan a partir de los puntos **2** ($A2$, $B2$,...) determinados como la intersección de la curva característica del sistema h_s y de las curvas h_A , h_B y h_C . La relación entre las alturas de energía y los caudales de dos puntos consecutivos **2** y **1** ($A2$ y $B1$, por ejemplo) es la siguiente (Agüera, 1996):

$$\frac{H_{B1}}{H_{A2}} = \frac{Q_{B1}^2}{Q_{A2}^2} \quad (5.21)$$

La altura de energía H_{B1} se calcula a partir de (5.14) como:

$$H_{B1} = A_{hB} + B_{hB} Q_{B1} + C_{hB} Q_{B1}^2 \quad (5.22)$$

siendo A_{hB} , B_{hB} y C_{hB} los coeficientes de la curva característica del bombeo h_B .

Sustituyendo (5.22) en (5.21) se tiene Q_{B1} :

$$Q_{B1}^2 = \frac{Q_{A2}^2}{H_{A2}} (A_{hB} + B_{hB} Q_{B1} + C_{hB} Q_{B1}^2) \quad (5.23)$$

$$Q_{B1}^2 \left(C_{hB} - \frac{H_{A2}}{Q_{A2}^2} \right) + B_{hB} Q_{B1} + A_{hB} = 0 \quad \text{con} \quad Q_{A2} < Q_{B1} < Q_{B2} \quad (5.24)$$

De este modo, si llamamos C_n a la zona útil de la curva característica de n bombas iguales acopladas en paralelo, y Q_r al caudal demandado por la red en un momento determinado, comprendido entre los caudales máximo $Q_{\max}^{(n)}$ y mínimo $Q_{\min}^{(n)}$ de la zona útil, la alimentación se llevará a cabo funcionando n bombas. Cuando Q_r aumenta hasta superar el valor de $Q_{\max}^{(n)}$, el requisito de trabajar en la zona útil obligará a poner en servicio la $(n+1)$ -ésima bomba. En caso de que Q_r disminuya por debajo del valor de $Q_{\min}^{(n)}$, la decisión a adoptar será parar la bomba n -ésima. En resumen, pues, podemos decir que:

$$\begin{aligned} Q_{\min}^{(n)} \leq Q_r \leq Q_{\max}^{(n)} &: n \text{ bombas funcionando} \\ Q_{\max}^{(n)} < Q_r &: n+1 \text{ bombas funcionando} \\ Q_r < Q_{\min}^{(n)} &: n-1 \text{ bombas funcionando} \end{aligned} \quad (5.25)$$

Cabe indicar que el rendimiento de la instalación aumenta cuando así lo hace el número de grupos en funcionamiento. Basta para ello comparar las relaciones ED/FD y E'D'/F'D' en la figura 5.8.

Asimismo, se propone el análisis en la estación de bombeo de la variación de la velocidad de giro de una de las bombas, mientras que las demás permanecen en funcionamiento a velocidad nominal o paradas (regulación escalonada), con el objetivo de suministrar todos los caudales con la altura de energía necesaria. De este modo, funcionarán los grupos de bombeo con rendimientos mejores que cuando todas las bombas son de velocidad fija, donde es necesario el estrangulamiento de la descarga de las bombas para reducir la capacidad. Por consiguiente, la reducción del consumo de energía eléctrica es evidente aunque los ahorros pueden proceder de otras áreas, tales como productividad, fiabilidad y longevidad del equipo. El mantenimiento del valor del rendimiento próximo al óptimo de diseño supone menor carga en los cojinetes, menor deflexión en el eje, menor desgaste del cierre mecánico o de la empaquetadura, vida más larga del manguito y del aro de desgaste y, en general, mayor duración de todas las piezas sometidas a desgaste. Esto conduce directamente a la reducción de los costes de mantenimiento, y de modo indirecto, a través de la mayor fiabilidad, a una mejor productividad.

Se elige únicamente la alternativa de la regulación escalonada al ser la solución que equilibra los costes de inversión con los costes energéticos (Pulido, 1996), ya que un accionamiento de frecuencia variable tiene un precio alto, muy similar al grupo motor-bomba al que acompaña (ABB Industria, S.A.; Groupe Schneider; Siemens, S.A.; Danfoss), a pesar de que la tecnología de dichos variadores está cambiando rápidamente y los costes están bajando al aumentar la competencia del mercado.

Evidentemente, si se usa un grupo de velocidad variable, la filosofía de trabajo es diferente que con todos los grupos de velocidad fija, ya que puede que el número de grupos de bombeo en paralelo para la regulación del sistema de distribución sea menor. No obstante, en

este caso se mantienen el mismo número de grupos para comparar ambas alternativas.

Las curvas características de una bomba girando a velocidad diferente a la usual indicada en el catálogo, se pueden obtener haciendo uso de la teoría de la semejanza, en función de la relación α entre la velocidad de giro N_g y la velocidad de giro nominal N_o ($\alpha = N_g / N_o$) (Wood y Reddy, 1995):

$$\begin{aligned} H &= A \alpha^2 + B \alpha Q + CQ^2 \\ P &= D \alpha^2 + E \alpha Q + FQ^2 \end{aligned} \quad (5.26)$$

5.3.4.3. Depósitos y/o balsas de regulación

Para volúmenes de almacenamiento iguales o menores a 1.725 m^3 se dispone de una gama de depósitos cilíndricos de planchas onduladas de hierro galvanizado (Sabater, 1998; Miralpeix, 1998). Las capacidades de los depósitos son de 4,3 a 1.725 m^3 (Anexo 5.III). Junto con el coste del depósito se considera el coste de oportunidad que supone dejar de percibir el beneficio derivado del uso agrícola de la superficie de terreno ocupado (apartado 5.3.1).

Para volúmenes mayores a 1.000 m^3 se recomiendan balsas de polietileno de 1,5 mm de espesor (Arquipark, Forestaciones y Contratas, S.L. — comunicación personal de Juan Carlos Alba —) con una forma de tronco pirámide de base cuadrada (figura 5.9) (Edwards y col., 1992).

Los tres elementos que de manera sustancial influyen en el coste de la balsa son: movimiento de tierras, superficie de impermeabilización y superficie de terreno ocupado (Centro Agropecuario ‘Mas Bové’, 1986; Edwards y col., 1992).

El volumen total de almacenamiento VT (m^3) viene dado por:

$$VT = L^2 (H1 + H2 + F) + 2 L N2 (H1 + H2 + F)^2 + 1,33 N2^2 (H1 + H2 + F)^3 \quad (5.27)$$

siendo L la longitud (m) del lado de la base de la balsa, $H1$ la profundidad (m) de la excavación, $H2$ la diferencia (m) entre la altura del agua y la profundidad de la excavación ($H1$), F el resguardo o diferencia (m) entre la altura de la balsa y la del agua, $N1$ la pendiente exterior de la balsa, $N2$ la pendiente interior y Ta la anchura (m) del pasillo de coronación (figura 5.9).

El coste de excavación de la reserva es proporcional al volumen excavado VX (m^3), el cual se calcula como:

$$VX = L^2 H1 + 2 L N2 H1^2 + 1,33 N2^2 H1^3 \quad (5.28)$$

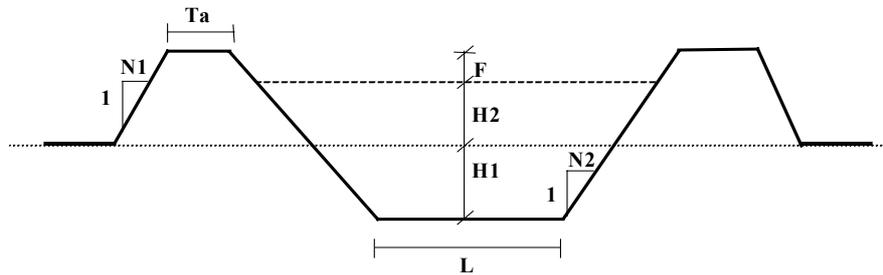


Figura 5.9. Sección transversal de la balsa de regulación y parámetros que la describen

Como es deseable minimizar el coste de excavación, **VX** será igual al volumen aportado para construir los terraplenes **VL** (m), considerando un coeficiente **CF** de diferencia, para compensar las pérdidas en los movimientos de tierras.

$$VL = 4 [L + 2 N2 (H1 + H2 + F) + 2 Ta + 2 N1 (H2 + F)] \left[0,5 (N1 + N2) (H2 + F)^2 + Ta (H2 + F) \right] \quad (5.29)$$

$$VL = VX (1 + CF) \quad (5.30)$$

El coste de impermeabilización es proporcional a la superficie a impermeabilizar **SI** (m²):

$$SI = L^2 + 4 \left\{ [L + (H1 + H2 + F) N2] (H1 + H2 + F) \sqrt{1 + N2^2} \right\} \quad (5.31)$$

La superficie de terreno **ST** (m²) ocupado se calcula como:

$$ST = [2 (H1 + H2 + F) N2 + L + 2 Ta + 2 (H2 + F) N1]^2 \quad (5.32)$$

Para poder establecer comparaciones entre las balsas se han fijado las siguientes premisas, que han sido previamente consultadas a técnicos especialistas (Centro Agropecuario ‘Mas Bové’, 1986; Preacqua, 1997; Solvay, 1997; Sabater, 1998): **N1** = 2, **N2** = 3, **Ta** = 5 m, **F** = 1 m y **CF** = 10 %. Asimismo, se van a considerar las alturas del agua contenida en el embalse (**H1+H2**) en el intervalo de 2 a 12 m (Giscosa, 1995), quedándonos así del lado de la seguridad ya que cuanto mayor sea la altura líquida mayor será la presión que se ejerce sobre el fondo y los taludes laterales, y en consecuencia los riesgos de hundimiento del terreno y los riesgos de rotura por sobretensión de la membrana impermeabilizante son mayores.

Las dimensiones de **L**, **H1** y **H2** para un volumen de almacenamiento determinado se calculan iterativamente. En primer lugar se selecciona un valor inicial de (**H1+H2**) y con la ecuación (5.27) se obtiene **L** considerando que **L** > (**H1+H2**). Los valores de **H1** se determinan con la ecuación (5.30) usando el método numérico de Newton (Conte y Boor, 1974), finalizando su proceso iterativo cuando se cumple la expresión (5.33):

$$|H1_{k+1} - H1_k| \leq 0,001 \quad (5.33)$$

H2 se calcula como diferencia entre la altura del agua contenida en el embalse (**H1+H2**) y **H1**. De este modo, se incrementa el valor de (**H1+H2**) y se repite el proceso anterior hasta conseguir, para un volumen determinado, las dimensiones geométricas que hagan mínimos los costes de la balsa.

Además se considera que el volumen útil o de regulación del depósito y/o balsa de regulación no será inferior a la mayor demanda horaria en todo el período de funcionamiento del sistema. Como límite superior se considera la demanda de los 10 días de máximo consumo de la campaña de riegos. El volumen total del depósito o balsa es el volumen útil incrementado al incluir un resguardo inferior del 20 % del volumen útil y uno superior correspondiente al resguardo (Jowitt y Germanopoulos, 1992; Gómez-Pompa, 1993; Amigó y Aguiar, 1994).

De cara al balance volumétrico en el depósito o balsa, se considera que las extracciones se realizan al final del período horario correspondiente y la alimentación al principio del mismo. De esta manera, al no superponerse en el modelo la alimentación con la extracción, no resulta necesario conocer la evolución real de las demandas dentro del período horario considerado. La utilización de esta hipótesis en sistemas reales, implica un mayor grado de seguridad ante el rebosamiento del depósito o balsa.

5.3.4.4. *Contrato del suministro de energía eléctrica*

En la estructura binómica de las tarifas eléctricas reguladas se van a considerar como variables de decisión el término de energía, el tipo de discriminación horaria y el complemento de estacionalidad. El término de potencia y el modo de facturación de la potencia se analizan una vez determinada la mejor política de bombeo para cada una de las combinaciones de las tres variables de decisión, así como las potencias a considerar en el cálculo de los derechos de la acometida eléctrica (apartado 5.3.6).

Suponiendo que se adoptan las medidas oportunas para compensar el factor de potencia hasta un valor de 0,9 (apartado 4.3.2), no existirán recargos ni descuentos por energía reactiva (tabla 4.13).

En la valoración energética no se van a considerar ni el complemento por interrumpibilidad (apartado 4.3.4) ni la tarifa horaria de potencia (apartado 4.7). Si bien las empresas eléctricas suelen requerir la potencia interrumpible ofertada por el abonado en temporada alta (noviembre, diciembre, enero y febrero –tabla 4.14-), meses de consumos mínimos en los riegos, ésta no podrá ser inferior a 5 MW, potencia poco usual en la práctica del riego. Asimismo, la demanda de energía en los sistemas de riego es muy estacional con los meses de máximo consumo incluidos mayoritariamente en temporada eléctrica baja (mayo, junio, agosto y septiembre –tabla 4.14-), por lo que en la tarifa horaria de potencia se

cumple que la potencia contratada en el período tarifario 1 es mayor o igual que la del período tarifario 2, y así sucesivamente con todos los períodos ($P_{n+1} \geq P_n$). Sin embargo, ocurre igual que con el complemento de interrumpibilidad, ya que esta tarifa se podrá aplicar cuando la potencia contratada por el abonado en un único punto de toma, en alguno de los períodos tarifarios, sea igual o superior a 20 MW y no inferior a 5 MW en ninguno de los citados períodos.

Según lo expuesto en el apartado 4.2 existe la posibilidad de contratar distintos tipos de tarifas según sea el suministro en alta o baja tensión (tensiones superiores o no a 1.000 V). No obstante, algunas no están indicadas por sus características para uso agrícola, y otras tienen poca generalidad. Éstas son las tarifas 1.0, 2.0, B.0, T, G.4 y D. En consecuencia, sólo cabe considerar los siguientes tipos: en baja tensión, las tarifas 3.0, 4.0 y R.0, y en alta tensión, las tarifas generales (1., 2. y 3.) y las tarifas R (R.).

Analizando las combinaciones posibles del tipo de tarifa, el tipo de discriminación horaria y el complemento de estacionalidad, se caracteriza con ellas cada hora de la campaña de riegos. De las 134 combinaciones que se pueden establecer, 14 son suministros en baja tensión y 120 en alta tensión (tabla 5.2). Como la elección de la tensión de suministro y del punto de conexión corre a cargo de la empresa eléctrica, teniendo en cuenta la potencia máxima a contratar y la longitud de la línea a construir hasta el punto de acometida (Real Decreto 2949/1982, B.O.E. 29-12-1982), el modelo desarrollado permitirá seleccionar suministros en baja o alta tensión, así como indicar la tensión de suministro (kV) lo que reducirá las posibles combinaciones de tarifas.

Los precios de los términos de energía y de potencia que se analizan son los correspondientes al año 1998 (Real Decreto 2016/1997, B.O.E. 27-12-1997). Estos se muestran en el anexo 4.I. Los recargos, descuentos y horas de aplicación de cada tipo de discriminación horaria son los de la zona eléctrica 4 (Valencia, Murcia y Andalucía) (tabla 4.4). Ambos conceptos pueden ser modificados en el modelo desarrollado en función del año y de la zona en estudio.

En el estudio realizado, además de las tarifas reguladas descritas, se considera el contrato del suministro eléctrico en el mercado liberalizado firmado entre la zona regable de Fuente Palmera y Endesa Energía S.A. el 1 de mayo de 1999, ya que durante su desarrollo se está implementando el nuevo marco de la Ley del Sector Eléctrico en España. Los usuarios que pueden actualmente acogerse a la libertad de precios y suministro deben tener consumos anuales de energía eléctrica superiores a un millón de kWh o tensión de suministro superior a 1.000 V (apartado 4.8).

Tabla 5.2. *Combinaciones C posibles entre el tipo de tarifa, el tipo de discriminación horaria DH (DH0 = tipo 0; DH1 = tipo 1; DH2 = tipo 2; DH3 = tipo 3; DH4 = tipo 4 y DH5 = tipo 5) y el complemento de estacionalidad E*

Tarifas	Sin DH	DH0	DH1	DH2	DH3	DH4	DH5	E
3.0	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	---
4.0	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	---
R.0	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	---	---
1.1	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
1.2	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
1.3	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
1.4	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
2.1	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
2.2	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
2.3	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
2.4	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
3.1	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
3.2	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
3.3	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
3.4	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	C(4)
R.1	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	---	---
R.2	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	---	---
R.3	---	---	C(1)	C(1)	C(1)	C(1)	---	---

El número entre paréntesis indica el número de combinaciones posibles entre cada tarifa y cada complemento, de este modo al ser el complemento de estacionalidad aplicable a las discriminaciones horarias 1, 2, 3 y 4, tenemos por ejemplo para la tarifa 1.1 las siguientes posibilidades: 1.1 con DH1, 1.1 con DH2, 1.1 con DH3, 1.1 con DH4, 1.1 con DH5, 1.1 con DH1 y E, 1.1 con DH2 y E, 1.1 con DH3 y E, y 1.1 con DH4 y E

Fuente: elaboración propia a partir de la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995 (B.O.E. 14-1-1995)

No obstante, cuando todas las zonas regables se constituyan como usuarios con capacidad de elección y además tengan la posibilidad de contratar su suministro de electricidad a tarifa regulada, el modelo desarrollado será válido para determinar la opción idónea sin más que añadir, en la base de datos de los precios horarios de la energía eléctrica, las condiciones de suministro acordadas con la compañía eléctrica. Asimismo cuando se llegue a la total liberalización del suministro de energía eléctrica, se podrán incluir, en la base de datos antes citada, las distintas condiciones de suministro de las distintas compañías distribuidoras, y elegir así la mejor. Cabe mencionar que en esta situación, ya implementada en algunos países de la Unión Europea como Suecia y Gran Bretaña (Banks, 1994 y 1996), se sigue diferenciando entre horas bonificadas y penalizadas de energía eléctrica (Banks, 1995; Pérez-Arriaga y Meseguer, 1997), tendencia que probablemente se mantenga ya que la demanda de energía eléctrica se espera que siga aumentando (Rötger, 1996), y la ampliación de la capacidad de generación y distribución implica altas inversiones que son difíciles de rentabilizar.

5.3.4.5. Desarrollo del algoritmo de gestión óptima del bombeo durante toda la campaña de riegos

La política de bombeo óptima para una combinación de bombeo, un volumen de almacenamiento del depósito o balsa de regulación y un contrato del suministro eléctrico, podría abordarse mediante programación lineal, utilizando el algoritmo simplex. Sin embargo, las restricciones que hay que considerar, suponen un número de ecuaciones que hace inviable su resolución en la mayoría de los casos (López-Luque y col., 1993). Para evitar este inconveniente, se propone un algoritmo fácilmente programable, que determina los volúmenes a impulsar en cada hora de la campaña de riegos.

El fundamento del algoritmo se basa en el concepto de *período de vaciado*, definiéndose éste, como el intervalo horario en cuya hora inicial i el depósito o balsa está lleno y en cuya hora final $i+k$ se produce un déficit.

Siendo V_i , el volumen útil almacenado en la hora i , se podrá definir un volumen útil de recepción VR_i mediante:

$$VR_i = V_{\max} - V_i \quad (5.34)$$

siendo V_{\max} el volumen útil máximo de almacenamiento. El valor inicial de V_i es V_{\max} , es decir, se inicia el algoritmo con el depósito o balsa lleno de agua.

Se define el *aporte potencial horario APH*, como el volumen que se aportaría al depósito en una hora, bombeando el grupo de impulsores el caudal de diseño. El vector E_i representa los volúmenes impulsados en cada hora i , y cuyo cálculo es el objetivo primordial del algoritmo. Los valores iniciales del vector E_i son iguales a cero.

El déficit que ocurre al final de un determinado período de vaciado v del depósito o balsa deberá ser corregido incrementando el volumen de agua almacenada en alguna hora j perteneciente a dicho período ($i < j \leq i+k$). El algoritmo seleccionará la hora de mayor bonificación energética dentro del período de vaciado del depósito o balsa de regulación.

El incremento de volumen a bombear en dicha hora j estará condicionado por:

- El déficit producido al final del período de vaciado v , $-V_{i+k,v}$ (figura 5.10).
- La diferencia entre el aporte potencial horario y el volumen impulsado en la hora j en algún período de vaciado u anterior al v , $APH - E_{j,u}$ (figuras 5.11 y 5.13).
- El volumen de recepción de las horas comprendidas entre la hora j elegida para el bombeo y la hora final ($i+k$) del período de vaciado v , $\min (VR_{j,v}, VR_{j+1,v}, VR_{i+k,v})$ (figura 5.12).

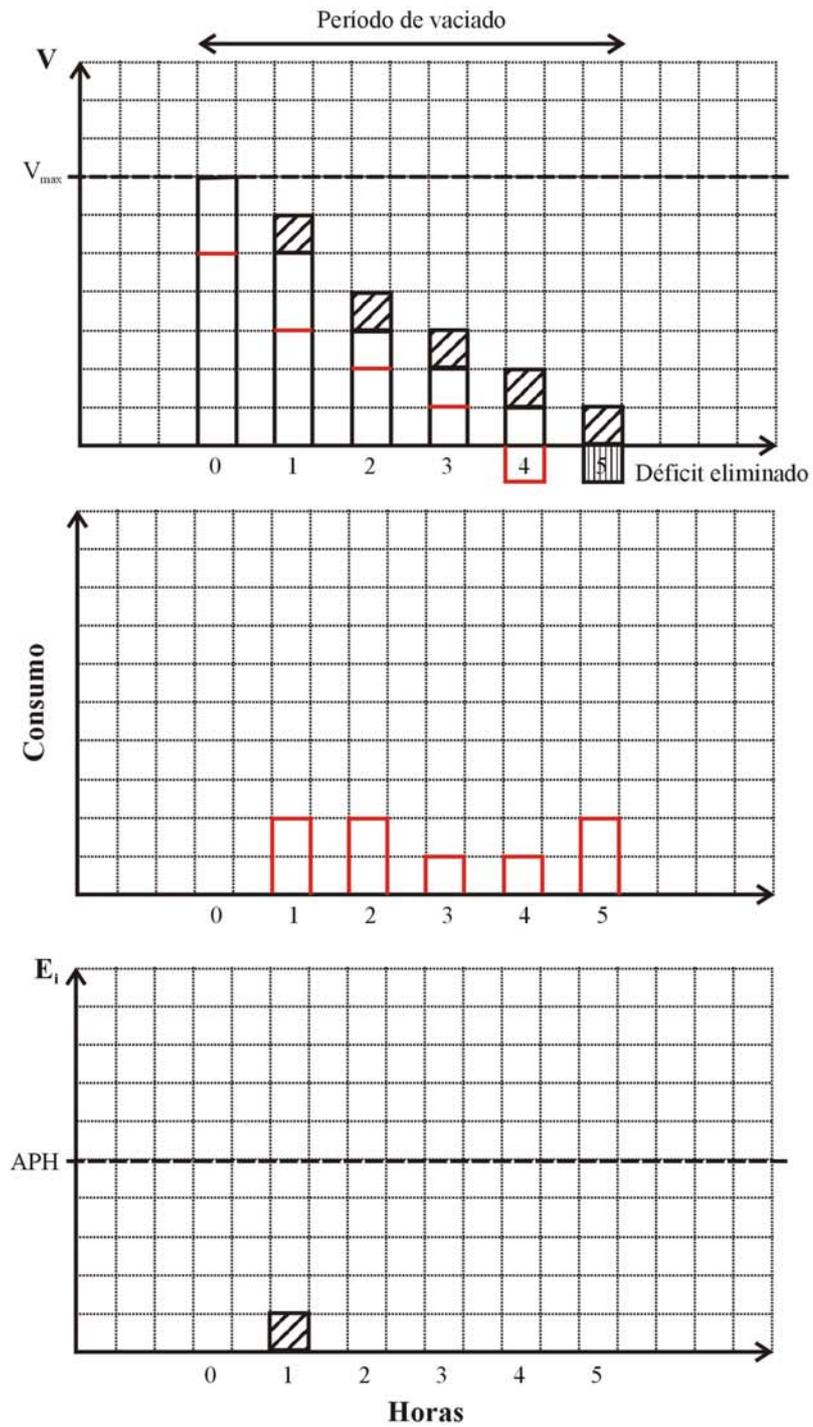


Figura 5.10. Incremento de volumen a bombear en la hora 1 ($E_1 = \Delta V_d$) condicionado por el déficit producido al final del periodo de vaciado (hora 5: $-V_d$). El déficit se ha eliminado, satisfaciéndose las demandas en el periodo de vaciado: $\Delta V_i = -V_s$. La hora 1 es la de mayor bonificación energética dentro del periodo de vaciado considerado (V = volumen útil almacenado en el depósito de regulación, V_{max} = volumen útil máximo de almacenamiento, E_i = volumen impulsado por la estación de bombeo y APH = aporte potencial horario)

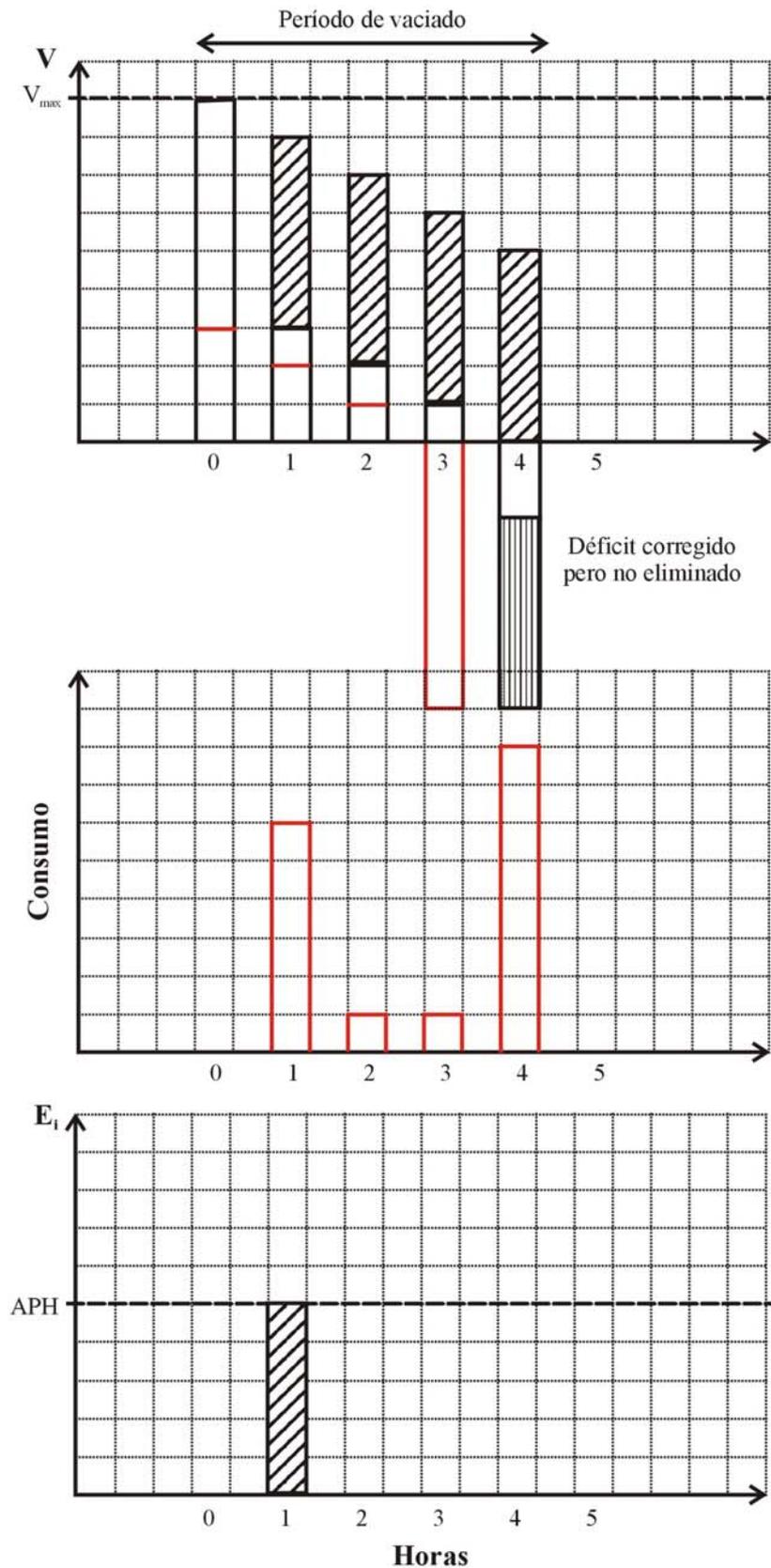


Figura 5.11. Incremento de volumen a bombear en la hora 1 ($E_1 = \Delta V_1$) condicionado por el aporte potencial horario (APH). No se ha satisfecho el déficit de la hora 4 ($-V_4$) si bien se ha reducido: $\Delta V_1 = APH$. La hora 1 es la de mayor bonificación energética dentro del periodo de vaciado considerado (V = volumen útil almacenado en el depósito de regulación, V_{max} = volumen útil máximo de almacenamiento, E_i = volumen impulsado por la estación de bombeo)

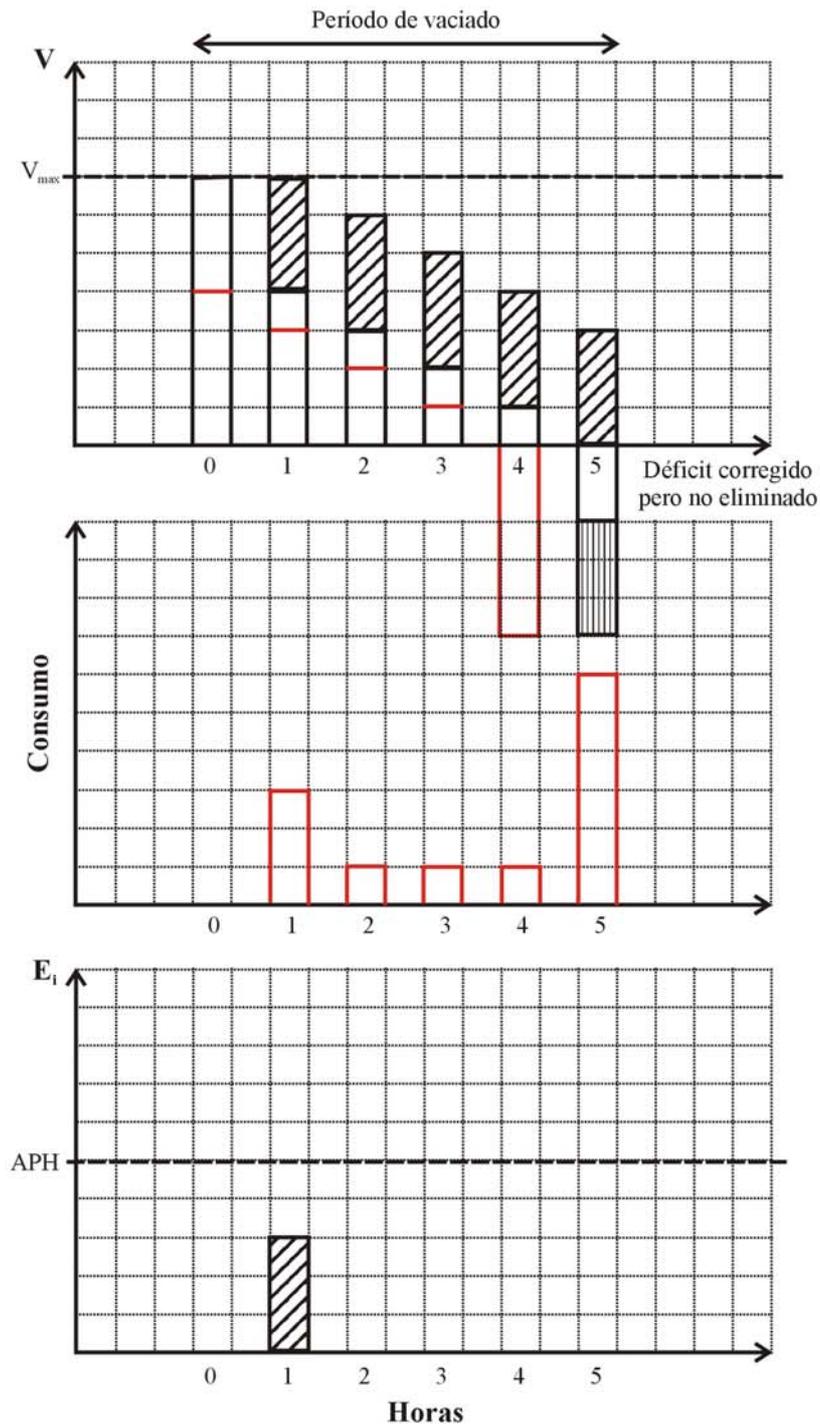


Figura 5.12. Incremento de volumen a bombear condicionado por el menor volumen de recepción (VR) de las horas comprendidas entre la hora elegida para el bombeo (hora 1) y la hora final del periodo de vaciado (hora 5). No se ha satisfecho el déficit en la hora final ($-V_5$), pero se ha reducido: $\Delta V_1 = VR_1$. La hora 1 es la de mayor bonificación energética dentro del periodo de vaciado considerado (V = volumen útil almacenado en el depósito de regulación, V_{max} = volumen útil máximo de almacenamiento, E_i = volumen impulsado por la estación de bombeo y APH = aporte potencial horario)

El incremento de volumen que habrá que realizar en la hora j mediante bombeo será:

$$\Delta(V_j) = \min[-V_{i+k,v}, \min(VR_{j,v}, VR_{j+1,v}, \dots, VR_{i+k,v}), APH - E_{j,u}] \quad (5.35)$$

Una vez incrementado el volumen en la hora j , vía incremento de $E_{j,v}$, los volúmenes disponibles para el intervalo comprendido entre la hora j elegida para el bombeo y la hora final $(i+k)$ del período de vaciado v se verán incrementados en igual magnitud (figuras 5.10, 5.11 y 5.12):

$$E_{h,v} = E_{h,v} + \Delta(V_{h,v}) \quad \forall h \in [j, i+k] \quad (5.36)$$

Tras esta operación el déficit de la hora final del período de vaciado v se habrá eliminado o se habrá corregido. Habiéndose cumplido alguna de las tres condiciones siguientes:

- Se ha cubierto el déficit en la hora $i+k$, satisfaciéndose las demandas del período de vaciado v (ecuación 5.37 y figura 5.10). Seguidamente, se analiza la siguiente hora $(i+k+1)$ y, caso de que exista déficit, se procederá de la forma descrita para corregirlo, quedando el período de vaciado igual al anterior incrementado en una hora: $[i, i+k+1]$ (figura 5.13).

$$\Delta(V_{j,v}) = -V_{i+k,v} \quad (5.37)$$

- No se ha satisfecho el déficit de la hora $i+k$, si bien se habrá reducido, siendo el nuevo déficit el calculado por la expresión (5.38), con un incremento de volumen dado por (5.39) (figura 5.11). Como el aporte realizado en la hora j será igual al APH , dicha hora ya no será hábil para corregir el nuevo déficit. De este modo, se deberá reasignar el valor de j dentro del período de vaciado para corregir el nuevo déficit (figuras 5.13 y 5.14).

$$-V_{i+k,v} = -V_{i+k,v} - \Delta(V_{j,v}) \quad (5.38)$$

$$\Delta(V_{j,v}) = APH - E_{j,u} \quad (5.39)$$

- No se ha satisfecho el déficit de la hora $i+k$, pero se ha reducido (ecuación (5.38)), con un incremento de volumen dado por (5.40) (figura 5.12). El período de vaciado se habrá reducido iniciándose el nuevo período en la hora h , de manera que se cumpla (5.41). Se procede de la misma manera para el nuevo déficit y el nuevo período de vaciado, hasta que se cumpla la primera condición (eliminación del déficit) (figura 5.14).

$$\Delta(V_{j,v}) = \min(VR_{j,v}, VR_{j+1,v}, \dots, VR_{i+k,v}) \quad (5.40)$$

$$\Delta(V_{j,v}) = VR_{h,v} \quad (5.41)$$

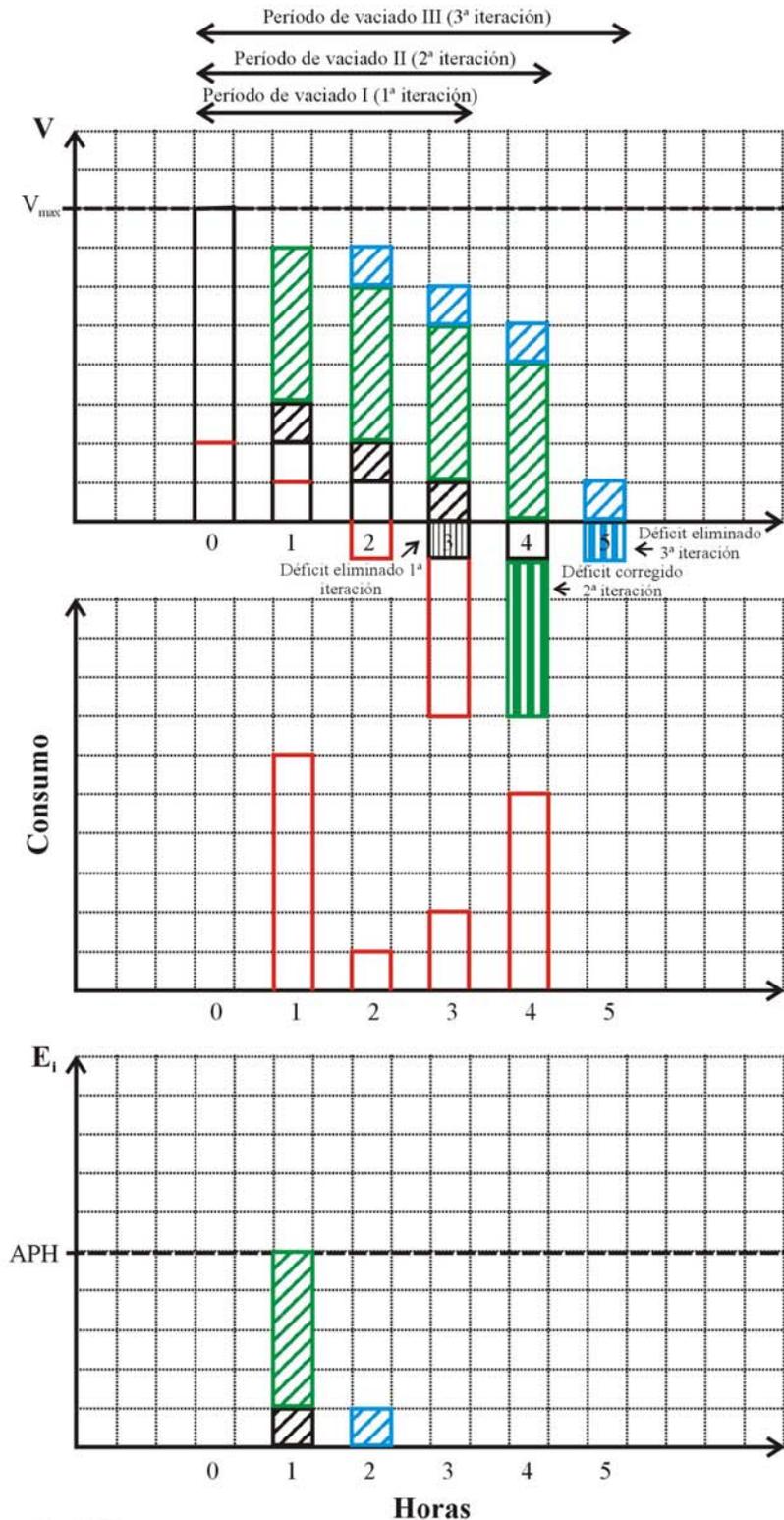


Figura 5.13. Desarrollo del algoritmo en tres iteraciones:

- 1ª iteración: el incremento de volumen a bombear ($E_{11} = \Delta V_{11}$) está condicionado por el déficit producido al final del periodo de vaciado I (hora 3): $\Delta V_{11} = -V_{31}$

- 2ª iteración: el incremento de volumen a bombear ($E_{12} = \Delta V_{12}$) está condicionado por la diferencia entre el aporte potencial horario (APH) y el volumen impulsado en la hora 1 en la 1ª iteración (E_{11}): $\Delta V_{12} = APH - E_{11}$

La hora 1 es la de mayor bonificación energética en ambos periodos de vaciado (I y II)

- 3ª iteración: el incremento de volumen a bombear ($E_{23} = \Delta V_{23}$) está condicionado por el déficit producido al final del periodo de vaciado III (hora 5): $\Delta V_{23} = -V_{53}$

Como en la hora 1 el aporte realizado es APH, dicha hora ya no es hábil para corregir $-V_{31}$, por ello se impulsa en la hora 2, a pesar de que la hora 1 es de mayor bonificación energética

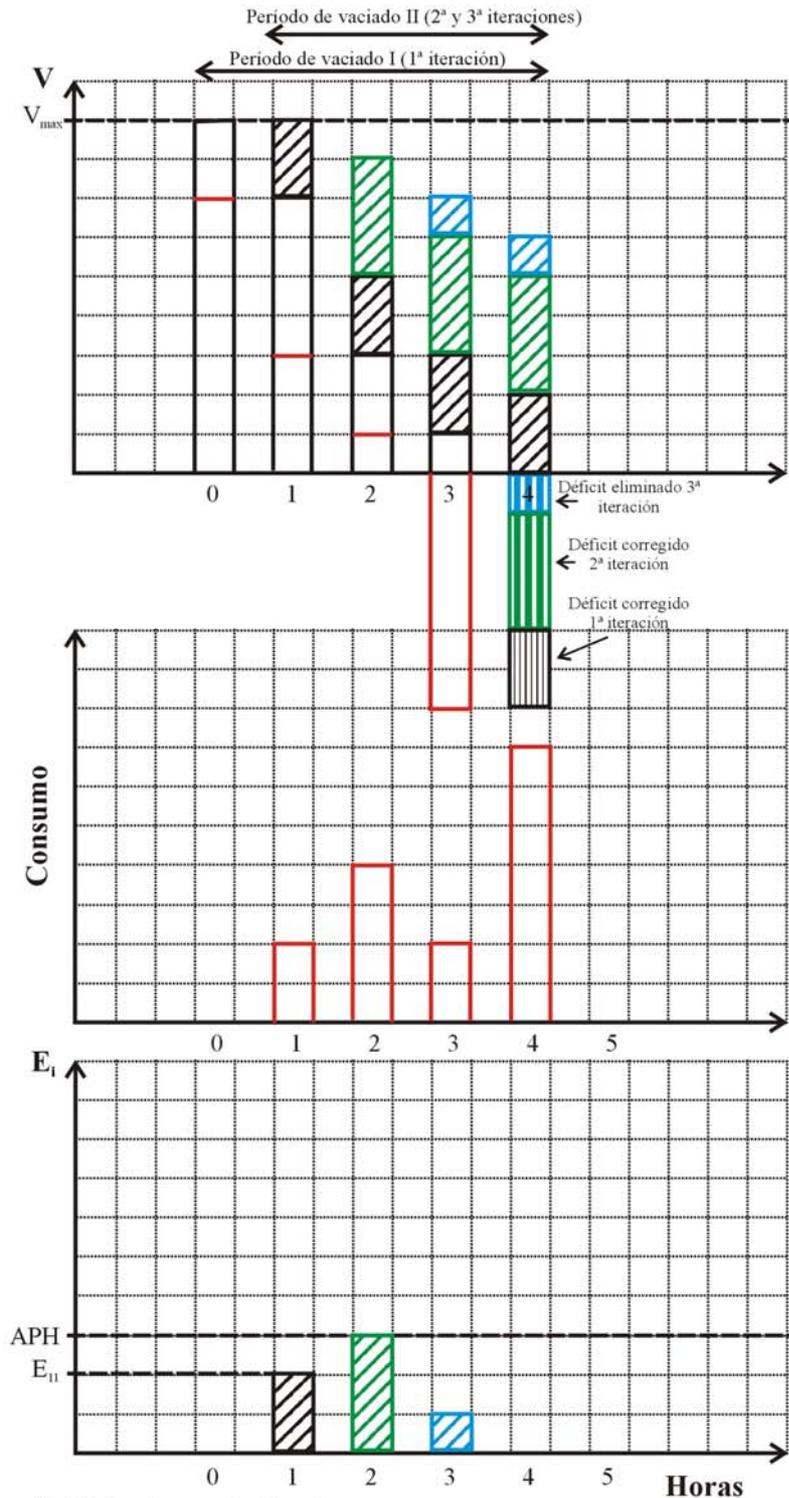


Figura 5.14. Desarrollo del algoritmo con tres iteraciones:

- *1ª iteración:* el incremento de volumen a bombear ($E_{11} = \Delta V_{11}$) está condicionado por el menor volumen de recepción (VR_{11}) de las horas comprendidas entre la hora elegida para el bombeo (hora 1) y la hora final del periodo de vaciado I (hora 4). No se ha satisfecho el déficit en la hora final ($-V_{41}$), pero se ha reducido: $\Delta V_{11} = VR_{11}$

La hora 1 es la de mayor bonificación energética en el periodo de vaciado I

- *2ª iteración:* el incremento de volumen a bombear ($E_{22} = \Delta V_{22}$) está condicionado por el aporte potencial horario (APH). No se ha satisfecho el déficit de la hora 4 ($-V_{42}$), pero se ha reducido: $\Delta V_{22} = APH$

La hora 2 es la de mayor bonificación energética en el periodo de vaciado II

- *3ª iteración:* el incremento de volumen a bombear ($E_{33} = \Delta V_{33}$) está condicionado por el déficit producido al final del periodo de vaciado II (hora 4: $-V_{43}$): $\Delta V_{33} = -V_{43}$

Como en la 2ª iteración el aporte realizado en la hora 2 es APH, dicha hora ya no es hábil para corregir $-V_{43}$, por ello se bombea en la hora 3, a pesar de que la hora 2 es más barata en términos energéticos

El proceso iterativo se completa hasta cubrir todo el período de funcionamiento del sistema (figuras 5.13 y 5.14). Se habrá obtenido de esta forma, la distribución de volúmenes bombeados en cada hora de la campaña de riegos mediante el vector E_i , para una combinación de bombeo, un volumen de almacenamiento del depósito o balsa de regulación y un contrato del suministro eléctrico (tipo de tarifa, complemento de discriminación horaria y complemento de estacionalidad). A partir de E_i se determina la potencia absorbida P_i en cada hora por las bombas (ecuación (5.14)), y por consiguiente, el coste del consumo de energía se calcula con (5.20). También se obtiene la potencia suministrada P_{Si} (caudal por altura de energía que dan las bombas –ecuación (5.14)-) y la potencia necesaria P_{ni} (caudal por altura de energía necesaria –ecuación (5.18)), para determinar los rendimientos de regulación y del conjunto de la instalación en cada hora de la temporada de riegos (ecuación (5.19)). Se ha de verificar en cada hora que: la altura de energía necesaria sea menor o igual a la altura de energía real suministrada por las bombas ($H_{nec} \leq H_{real}$); la altura de energía real no sea mayor al timbraje de la tubería de impulsión seleccionado en el apartado 5.3.3, y si lo es se elige el inmediato superior al valor de H_{real} máxima; la velocidad del agua en la tubería de impulsión debe ser menor o igual a la velocidad máxima admisible (tabla 5.3), cuyos valores se han recogido de los recomendados por Clément y Galand (1979) en función del diámetro de la conducción.

Tabla 5.3. *Velocidades máximas admisibles del agua en función del diámetro de la conducción*

Diámetro (mm)	Velocidad máxima admisible (m/s)	Diámetro (mm)	Velocidad máxima admisible (m/s)
100	1,80	450	2,85
125	1,85	500	2,85
150	1,95	600	3,10
200	2,05	700	3,10
250	2,15	800	3,10
300	2,25	900	3,10
350	2,30	1.000	3,10
400	2,50	> 1.000	3,10

Fuente: Clément y Galand, 1979

En el caso de considerar una de las bombas de velocidad variable, la altura de energía que dan las bombas es la altura necesaria en la impulsión, con lo que entrando en la ecuación (5.26) con el caudal que trasiega por dicha bomba, se obtiene su velocidad de giro (N_g) y la potencia absorbida en cada hora. Por consiguiente, el coste del consumo de energía se calcula con (5.20) considerando la potencia absorbida por las bombas de velocidad fija y la potencia absorbida por la bomba de velocidad variable. Asimismo con (5.15) se obtiene el rendimiento global de la bomba de velocidad variable y de las bombas de velocidad fija, siendo el rendimiento de regulación la unidad (ecuación (5.19)).

Con las potencias absorbidas por los grupos de bombeo se determina la forma óptima de facturar la potencia, lo que supone el cálculo de la/s potencia/s a contratar, así como las potencias a considerar en la acometida eléctrica, tal y como se describe en el apartado 5.3.6.

De este modo, con los grupos de bombeo preseleccionados, las capacidades de almacenamiento posibles y los contratos del suministro eléctrico compatibles, se deberá buscar la combinación que incurra en un menor coste del sistema (figura 5.15). Cuando los depósitos son de chapa, este proceso de optimización se realiza por comparación de todas las combinaciones posibles, ya que tanto los términos debidos al bombeo, como los de los volúmenes de almacenamiento y los de los contratos del suministro eléctrico son funciones discontinuas. En el caso de balsas de tierra impermeabilizadas con volúmenes de almacenamiento dados por la ecuación (5.27), dado que el coste de amortización del sistema en estudio aumenta con el volumen de la balsa, al contrario de lo que le ocurre a los costes energéticos, existe un mínimo del coste total (figura 5.16) que se corresponde con una determinada capacidad de balsa, y cuya determinación se realiza mediante un proceso de búsqueda dicotómica (Arnold y Stockle, 1991), tal y como se expone a continuación.

La búsqueda dicotómica que se utiliza consiste en reducir la longitud del intervalo de soluciones $(\mathbf{a}_0, \mathbf{b}_0)$ en estudio a la mitad, mediante la evaluación de la función en dos puntos próximos al centro del intervalo. Si L_0 es la longitud inicial del intervalo, las dos primeras evaluaciones \mathbf{x}_{10} y \mathbf{x}_{20} se sitúan a una distancia $(L_0/2 - \delta/2)$ y $(L_0/2 + \delta/2)$ del origen (figura 5.17), siendo en el caso en estudio L_0 la longitud del intervalo comprendido entre la demanda máxima horaria y la demanda de los diez días de máximo consumo de la temporada de riegos, y δ una cantidad correspondiente a la máxima demanda horaria.

Después de evaluar la función en \mathbf{x}_{10} y \mathbf{x}_{20} , se elimina el intervalo $(\mathbf{a}_0, \mathbf{x}_{10})$ si $f(\mathbf{x}_{10}) > f(\mathbf{x}_{20})$ o el intervalo $(\mathbf{x}_{20}, \mathbf{b}_0)$ si $f(\mathbf{x}_{10}) < f(\mathbf{x}_{20})$. La longitud del intervalo de incertidumbre después de la primera iteración es $L_1 = (L_0 + \delta)/2$ y después de la segunda iteración es $L_2 = (L_1 + \delta)/2 = L_0/4 + \delta/2 + \delta/4$, y así sucesivamente hasta llegar a la iteración n en la que la demanda máxima horaria coincide con la longitud del intervalo de incertidumbre (Arnold y Stockle, 1991). De esta forma puede decirse que el volumen óptimo se encuentra en el intervalo $(\mathbf{a}_n, \mathbf{b}_n)$, eligiendo en este caso el extremo que implique un coste mínimo. Este criterio de parada del algoritmo puede ser modificado en el modelo en función de la precisión que se desee.

Para cada volumen de balsa evaluado \mathbf{x}_{1j} y \mathbf{x}_{2j} con $j = 0, \dots, n$, se determina la política de bombeo para cada combinación de bombas seleccionada y para cada uno de los contratos del suministro eléctrico posibles, pasando con este valor a la siguiente iteración (figura 5.15).

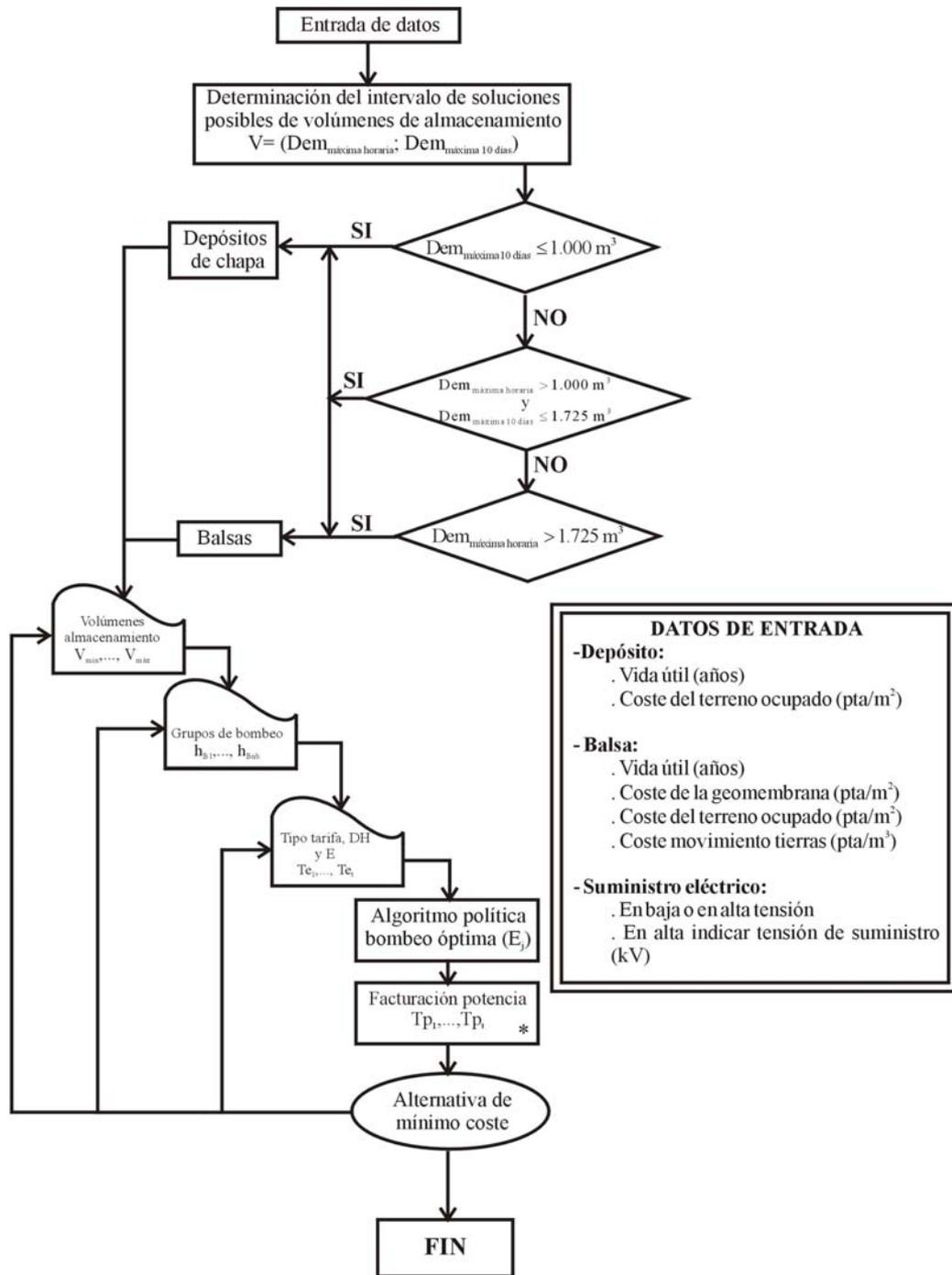


Figura 5.15. Organigrama de determinación de la combinación del volumen de almacenamiento, grupo de bombeo y contrato del suministro eléctrico que implican un coste mínimo de operación del sistema de impulsión hasta el depósito de regulación (Dem = demanda; DH = discriminación horaria; E = estacionalidad)(* la determinación de la/s potencia/s a contratar en el sistema de impulsión y solicitadas en la acometida eléctrica se describe en la figura 5.21)

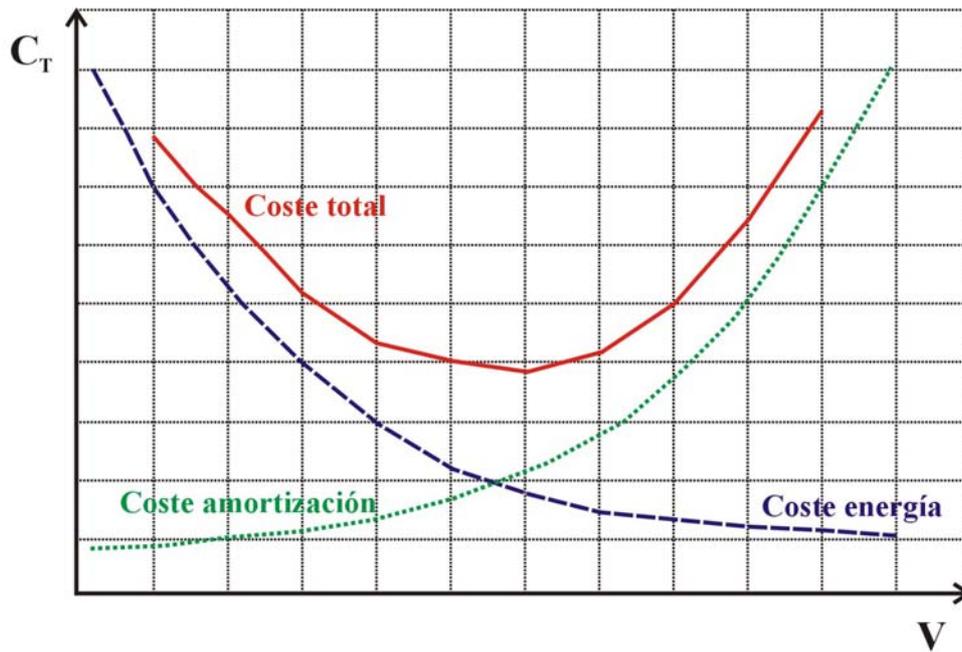


Figura 5.16. Representación del coste total C_T del sistema de impulsión frente al volumen útil de almacenamiento V del depósito de regulación. Existe un mínimo del coste total que se corresponde con una determinada capacidad de almacenamiento

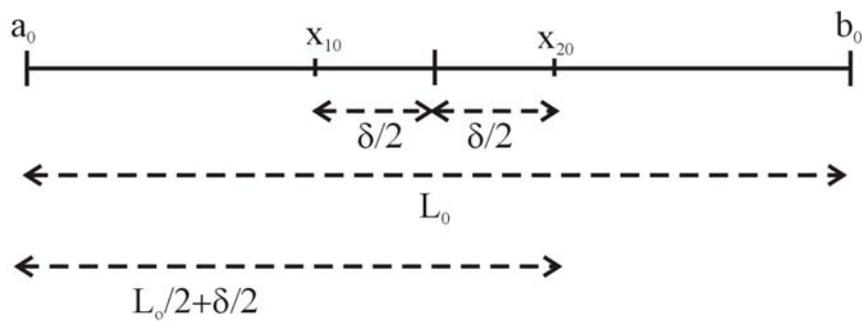


Figura 5.17. La búsqueda dicotómica utilizada consiste en reducir la longitud del intervalo de soluciones a la mitad

5.3.5. Grupos de rebombeo

Cuando no existen cotas lo suficientemente elevadas para alimentar a la red de distribución o parte de ella por gravedad, se recurre a inyectar directamente con bombas escalonadas a la estación de bombeo de toma, que aspiran el agua desde el depósito o balsa de regulación (figura 5.18). De este modo, el agua es elevada desde la captación u obra de toma hasta el depósito o balsa en función del régimen más económico del contrato eléctrico suscrito con la compañía suministradora (apartado 5.3.4). Por otra parte, el agua es aspirada del depósito o balsa, y bombeada total o parcialmente a la red para cubrir sus necesidades de consumo, de manera que el número de grupos de bombeo en cada momento dependerá del caudal demandado y de que el punto de funcionamiento de las bombas proporcione el mayor rendimiento posible.

En el modelo hidráulico desarrollado se procede, al igual que en la estación de bombeo de toma, a la preselección de los grupos de rebombeo que pueden satisfacer las necesidades de altura de energía y caudal de la red de distribución, teniendo en cuenta las mismas consideraciones anteriores (apartado 5.3.3).

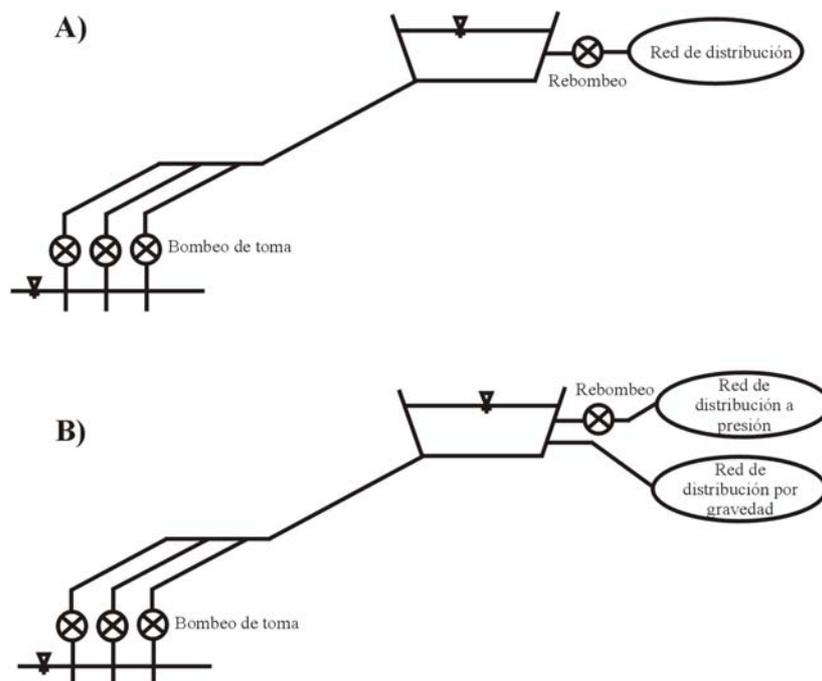


Figura 5.18. Estaciones de bombeo escalonadas con depósito o balsa intercalada: A) la estación de rebombeo impulsa directamente a toda la red de distribución; B) la estación de rebombeo impulsa directamente a parte de la red de distribución y la otra parte de la red se alimenta por gravedad

Algunas legislaciones eléctricas, entre ellas la española (Real Decreto 2949/1982 de Acometidas Eléctricas, B.O.E. 29-12-82), establecen la responsabilidad de la empresa suministradora sobre la determinación del punto de conexión a la red eléctrica, teniendo en cuenta la potencia instalada y los medios existentes, así como la seguridad, capacidad y economía de la instalación a realizar. De este modo, al incluir en el modelo desarrollado la posibilidad de grupos de rebombeo, se plantea la posibilidad de tener un único punto de suministro de energía eléctrica en el sistema de distribución de agua o de tener dos puntos de suministro, uno para cada una de las estaciones de bombeo consideradas. La primera opción supone la facturación conjunta de la energía eléctrica para ambas estaciones, mientras que la segunda implica el tener dos facturaciones diferentes con equipos de medida diferentes (figura 5.19).

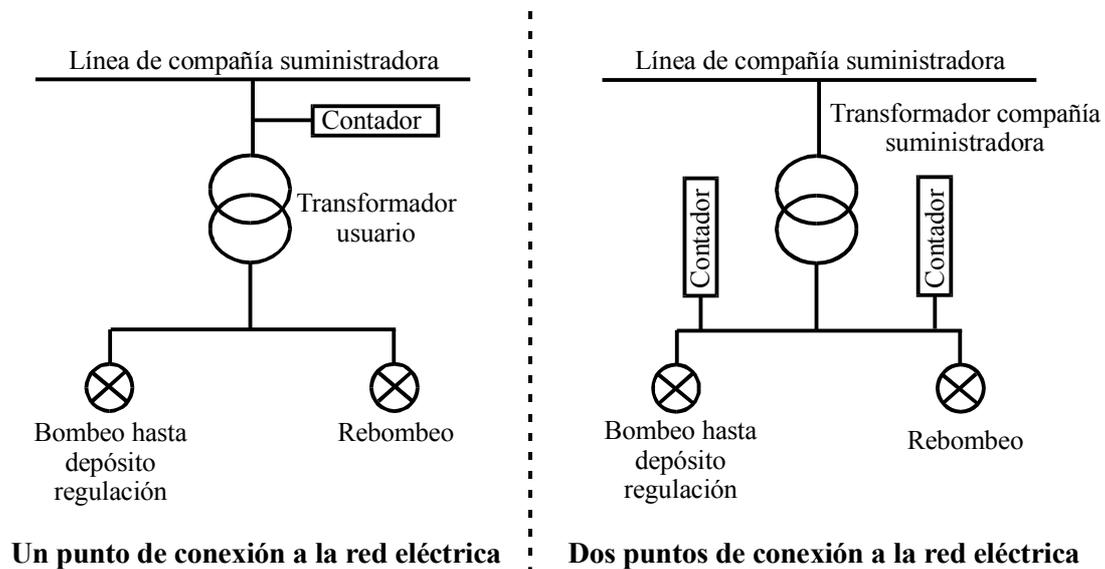


Figura 5.19. Uno y dos puntos de conexión a la red eléctrica de la compañía suministradora de energía eléctrica

Por consiguiente, con un único punto de suministro, el contrato del suministro eléctrico óptimo para los grupos de bombeo que impulsan hasta el depósito de regulación, es el que se considera en el modelo como el contrato eléctrico para toda la instalación, ya que en el rebombeo, al ser impulsión directa a la red, estamos limitados a bombear en el instante en que se realice la demanda. Así con las curvas características de los grupos de bombeo seleccionados y de la red de distribución (apartado 3.3.3), se determina el coste del consumo de energía de los grupos de rebombeo. En este caso se prueban todas las combinaciones preseleccionadas de grupos de bombeo, eligiendo la de mínimo coste. Con dos puntos de suministro de energía eléctrica, uno para cada estación de bombeo, el modelo compara todas las combinaciones de bombeo preseleccionadas con todas los contratos del suministro eléctrico posibles, seleccionando la solución que implique un coste mínimo (figura 5.20). La regulación de las bombas en paralelo se realiza según lo explicado en el apartado 5.3.4.2.

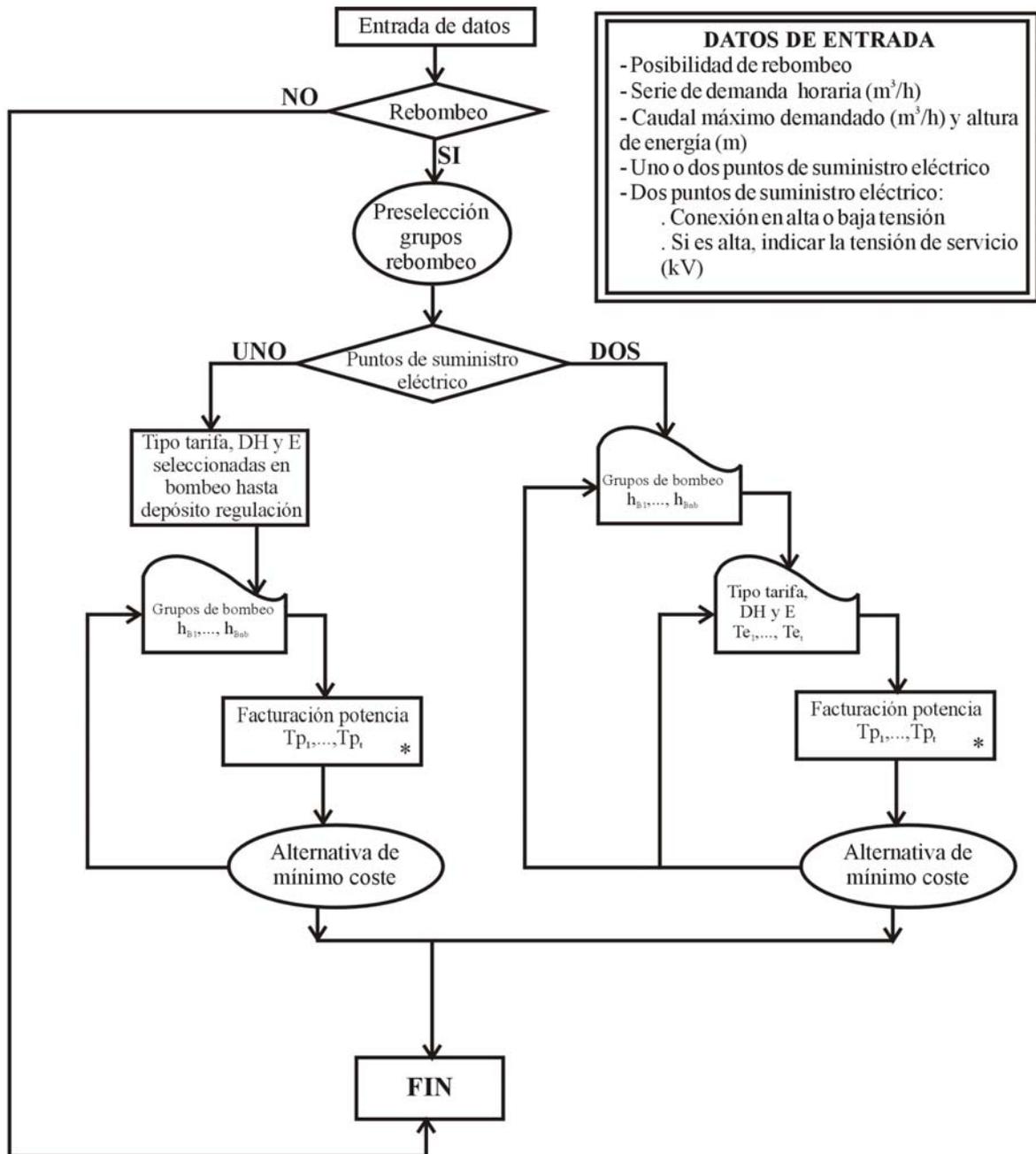


Figura 5.20. Organigrama de determinación de la combinación de grupos de bombeo y contrato del suministro eléctrico en la estación de rebompeo con impulsión directa a la red de distribución (DH = discriminación horaria; E = estacionalidad)(* la determinación de la/s potencia/s a contratar en el sistema de impulsión y solicitadas en la acometida eléctrica se describe en la figura 5.21)

5.3.6. Determinación de la/s potencia/s a contratar y de las potencias a solicitar en la acometida eléctrica

La potencia que normalmente se contrata en una zona regable es la máxima potencia absorbida por los grupos de bombeo, pero esto supone que la facturación eléctrica en los períodos en los que no se utiliza la instalación pese duramente en la economía de la explotación, ya que el término de potencia, que puede entenderse como el coste por el derecho a la utilización de la energía, se paga por kW contratado y mes. De este modo, al ser los riegos agrícolas consumos muy estacionales, con altas potencias demandadas en pocos períodos de la campaña de riegos y demandas nulas en algunos meses del año, puede que interese contratar, en aquellas instalaciones con máxímetros, potencias inferiores a las máximas demandadas y soportar penalizaciones en los períodos de máximo consumo, tal y como se describió en el apartado 4.4, a excepción de las tarifas generales de alta tensión en el mercado liberalizado debido a sus altas penalizaciones. Si el control de la potencia se hace mediante interruptores de control (apartado 4.5), la potencia contratada se determinará como la suma de las potencias máximas absorbidas por los grupos de bombeo que funcionen simultáneamente (modo 1 del cálculo de la potencia a facturar).

Con el modelo de optimización de la política de bombeo hasta el depósito de regulación (apartado 5.3.4), se tiene la distribución óptima de los volúmenes impulsados en cada hora de la temporada de riegos, lo que permite determinar la potencia máxima en cada período de discriminación horaria considerado. Con estos valores se deberán probar las posibles potencias contratadas, desde cero hasta los valores máximos nominales de potencias demandadas, para encontrar aquellos valores que den la potencia a facturar mínima (figura 5.21).

Si hay estación de rebombeo con potencias absorbidas dependientes de la demanda de la red de distribución (capítulo 3), y además un solo punto de suministro de la energía eléctrica, se determina/n la/s potencia/s a contratar considerando las potencias simultáneas demandadas por las estaciones de bombeo de toma y de rebombeo, mientras que si son dos los puntos de suministro eléctrico, uno para cada estación de bombeo, se obtiene/n la/s potencia/s a contratar en cada punto de conexión a la red eléctrica, considerando separadamente las potencias demandadas en cada estación de bombeo (figura 5.21).

Los modos de cálculo de la facturación de la potencia comparados dependen de las combinaciones posibles de tarifas, discriminaciones horarias y estacionalidad, además de la posibilidad de efectuar contratos de temporada, cuando los consumos de energía eléctrica del sistema de impulsión son nulos de forma repetitiva anualmente durante un determinado período de tiempo (tabla 5.4). En estos contratos los meses que no se consume no hay que pagar por la potencia contratada a diferencia de los contratos normales.

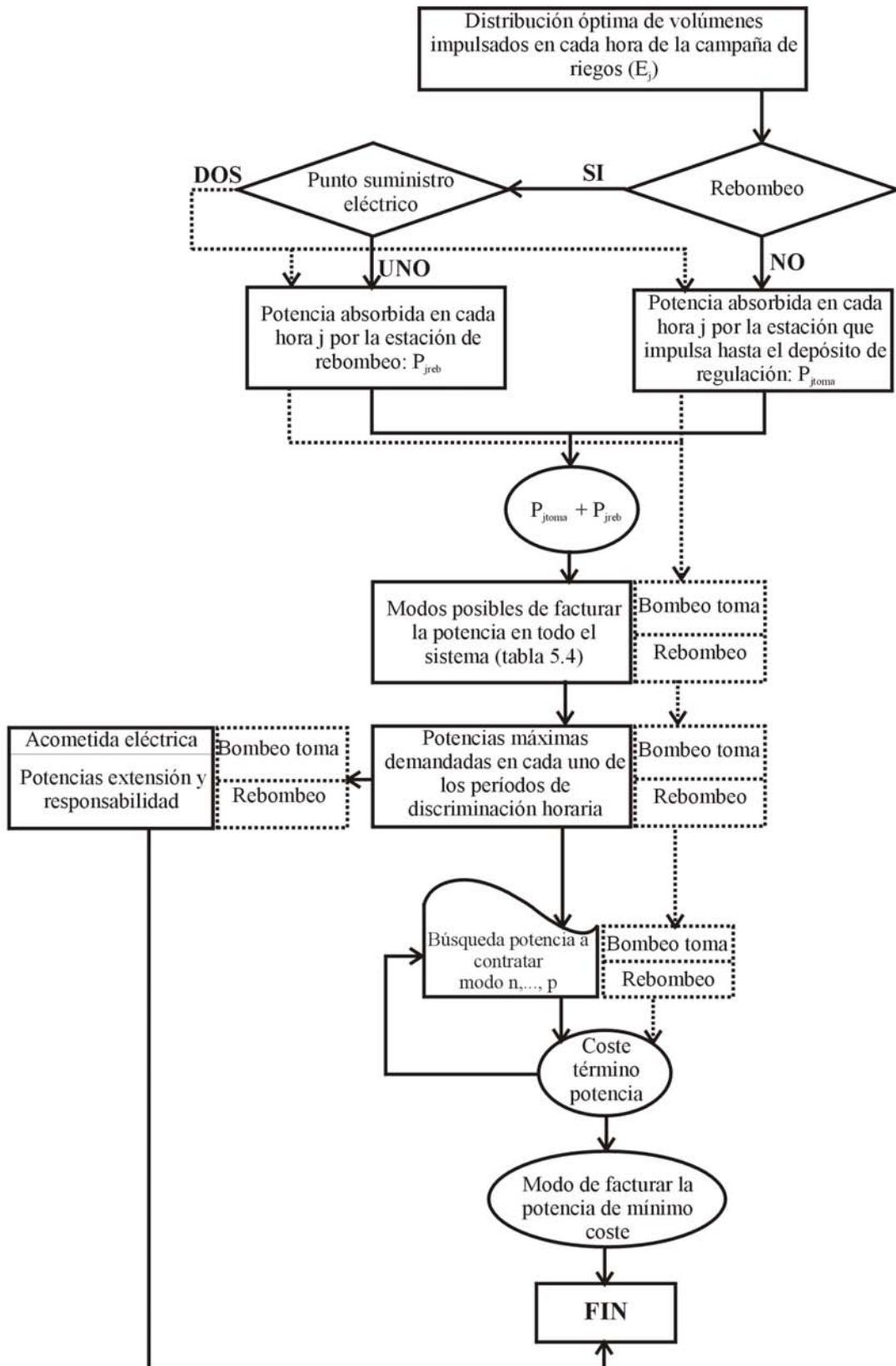


Figura 5.21. Organigrama de determinación de la/s potencia/s a contratar en el sistema de impulsión y solicitadas en la acometida eléctrica

Tabla 5.4. Combinaciones posibles entre las tarifas eléctricas, los complementos de discriminación horaria (DH0 = tipo 0; DH1 = tipo 1; DH2 = tipo 2; DH3 = tipo 3; DH4 = tipo 4 y DH5 = tipo 5), estacionalidad, los modos de facturar la potencia y la posibilidad de contratos de temporada

Tarifas	Discriminación horaria (DH)	Contrato de temporada (CT)	Estacionalidad (E)	Modos de facturar la potencia
BAJA TENSIÓN				
3.0, 4.0 y R.0	DH1, DH2	----	----	1 y 2
3.0 y 4.0	DH3, DH4, DH5	----	----	1, 2, 3 y 4
R.0	DH3, DH4	----	----	1, 2, 3 y 4
3.0 y 4.0	DH1, DH2	CT	----	1 y 2
3.0 y 4.0	DH3, DH4	CT	----	1, 2, 3 y 4
ALTA TENSIÓN				
1._, 2._, 3._	DH1, DH2	----	---	1 y 2
1._, 2._, 3._	DH1, DH2	----	E	5B
1._, 2._, 3._	DH3, DH4, DH5	----	---	1, 2, 3 y 4
1._, 2._, 3._	DH3, DH4	----	E	5A y 5B
R._	DH1, DH2	----	---	1 y 2
R._	DH3, DH4	----	---	1, 2, 3 y 4
1._, 2._, 3._	DH1, DH2	CT	---	1 y 2
1._, 2._, 3._	DH3, DH4	CT	---	1, 2, 3 y 4

Las tarifas 1._, 2._ y 3._ incluyen los cuatro niveles de tensión posibles –tabla 4.2-, y las tarifas R._ los tres niveles de tensión posibles

Fuente: elaboración propia a partir de la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995 (B.O.E. 14-1-1995)

En este trabajo se utilizan métodos numéricos para determinar la/s potencia/s a contratar que hace/n mínima la potencia facturada. Los métodos numéricos se caracterizan por buscar el extremo de una función $f(\mathbf{X})$ con $\mathbf{X}=\{x_1, \dots, x_n\}$ por procedimientos iterativos. En cada etapa k del proceso iterativo se utiliza la información de etapas anteriores para generar soluciones que aumenten (o disminuyan) el valor de $f(\mathbf{X})$, hasta llegar a un punto \mathbf{X}^{opt} a partir del cual no puede encontrarse una solución que mejore el valor de $f(\mathbf{X}^{opt})$. En líneas generales, el procedimiento iterativo consiste en:

- 1) Pasar del punto \mathbf{X}^k al \mathbf{X}^{k+1} siguiendo una dirección \mathbf{S}^k que mejore el valor de $f(\mathbf{X})$:

$$\mathbf{X}^{k+1} = \mathbf{X}^k + \lambda^k \mathbf{S}^k \quad (5.42)$$

siendo λ^k la longitud de movimiento (salto).

- 2) En \mathbf{X}^{k+1} se evalúa de nuevo $f(\mathbf{X})$ y si no se encuentra una solución mejor, la solución \mathbf{X}^k se considera óptima. En caso contrario se hace un nuevo desplazamiento repitiendo el punto 1).

Por tratarse de métodos de tanteo, la solución óptima no es exacta pero generalmente puede afirmarse, si el óptimo es único, que se encuentra en el entorno $x_j \pm \epsilon_j$ ($j = 1, 2, \dots, n$) para ϵ_j tan pequeño como se desee. La precisión de la solución óptima depende de ϵ_j , que a su vez, depende de los criterios de terminación del algoritmo.

Para el modo 1 la potencia a facturar será la potencia contratada (ecuación (4.4)), que deberá ser la potencia máxima demandada por los grupos de bombeo, ya que en esta situación la instalación no tiene maxímetro. En el modo 2, la potencia a facturar viene dada por las ecuaciones (4.5), (4.6) y (4.7), y ésta depende de una sola potencia a contratar y de la potencia máxima medida en el maxímetro: $P_F = f(P_C; P_M)$. La ecuación (4.8) determina la potencia a facturar en el modo 3, que depende de las potencias a contratar y de las potencias máximas en horas punta-llano y en horas valle: $P_F = f(P_{Cp-ll}, P_{Cv}; P_{Mp-ll}, P_{Mv})$. En el modo 4 la potencia a facturar (ecuación (4.9)) es función de las potencias contratadas y de las potencias máximas en los períodos horarios punta, llano y valle: $P_F = f(P_{Cp}, P_{Cll}, P_{Cv}; P_{Mp}, P_{Mll}, P_{Mv})$. En el modo 5A, el valor de la potencia a facturar (ecuación (4.10)) viene determinado por las seis potencias contratadas y las seis potencias máximas demandadas correspondientes a los períodos de horas punta de temporada alta (p-alta), horas llanas de temporada alta (ll-alta), horas punta de temporada media (p-media), horas llanas de temporada media (ll-media), horas punta de temporada baja y horas valle de temporada alta (p-baja,v-alta), y horas valle de temporada media y horas llanas y valle de temporada baja (v-media,ll-v-baja): $P_F = f(P_{Cp-alta}, P_{Cll-alta}, P_{Cp-media}, P_{Cll-media}, P_{Cp-baja,v-alta}, P_{Cv-media,ll-v-baja}; P_{Mp-alta}, P_{Mll-alta}, P_{Mp-media}, P_{Mll-media}, P_{Mp-baja,v-alta}, P_{Mv-media,ll-v-baja})$. En el tipo B del modo 5, la potencia a facturar (ecuación (4.11)) es función de las potencias contratadas y de las potencias máximas correspondientes a cada una de las tres temporadas eléctricas, alta, media y baja: $P_F = f(P_{Calta}, P_{Cmedia}, P_{Cbaja}; P_{Malta}, P_{Mmedia}, P_{Mbaja})$.

En el modo 2 de facturar la potencia, al tener una sola variable como potencia a contratar, se prueban con todos los valores posibles desde 1 kW a la potencia máxima demandada durante toda la campaña de riegos, considerando como incremento $\Delta x = 1 \text{ kW}$.

Para los modos 3 (dos maxímetros), 4 (tres maxímetros) y 5 (A: seis maxímetros y B: tres maxímetros) el método numérico utilizado es el de *búsqueda directa* (Pike y Guerra, 1989). Conceptualmente, es el método más simple de búsqueda del óptimo, ya que consiste en cambiar cada vez una variable (potencias a contratar) manteniendo constantes las demás, hasta que se alcance el mínimo. Este tipo de algoritmo tiene en cada etapa dos fases: una de tanteo y otra de búsqueda. En la etapa k de tanteo, al no calcularse el gradiente, se busca una dirección S^k que disminuya el valor de $f(X)$. El procedimiento seguido se detalla a continuación.

Fase de tanteo

Se procede al tanteo de las n variables x_i ($i = 1, 2, \dots, n$) en la etapa k . De este forma, en el modo 3, $n = 2$, en el modo 4, $n = 3$, en el modo 5A, $n = 6$, y en el modo 5B, $n = 3$. Al empezar con la primera variable (x_1) se toma como valor inicial de tanteo el mejor punto obtenido en la etapa anterior ($k-1$) ($X_{i-1}^k = X^{k-1}$):

$$\mathbf{X}_i^k = \mathbf{X}_{i-1}^k + \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{x}_i^k \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.43)$$

De este modo, pueden darse las siguientes situaciones:

- a) Si $f(\mathbf{X}_i^k) < f(\mathbf{X}_{i-1}^k)$ se pasa a tantear la variable \mathbf{x}_{i+1} a partir del punto \mathbf{X}_i^k .
- b) Si $f(\mathbf{X}_i^k) \geq f(\mathbf{X}_{i-1}^k)$ se pasa a calcular de nuevo \mathbf{X}_i^k de la siguiente forma:

$$\mathbf{X}_i^k = \mathbf{X}_{i-1}^k + \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -\Delta \mathbf{x}_i^k \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.44)$$

- b.1) Si $f(\mathbf{X}_i^k) < f(\mathbf{X}_{i-1}^k)$ se pasa a tantear la variable \mathbf{x}_{i+1} reteniendo el punto \mathbf{X}_i^k calculado.
- b.2) Si $f(\mathbf{X}_i^k) \geq f(\mathbf{X}_{i-1}^k)$ se pasa a tantear la variable \mathbf{x}_{i+1} pero reteniendo como punto base \mathbf{X}_{i-1}^k .

Después de tantear la última variable \mathbf{x}_n se encuentra la solución \mathbf{X}_n^k en la etapa \mathbf{k} , y entonces se pueden presentar los siguientes casos:

- c) Si esta solución \mathbf{X}_n^k es distinta al valor inicial de tanteo \mathbf{X}^{k-1} se pasa a la fase de búsqueda a partir de \mathbf{X}_n^k .
- d) Si $\mathbf{X}_n^k = \mathbf{X}^{k-1}$, no se ha encontrado en toda la fase de tanteo un punto mejor que \mathbf{X}^{k-1} , por lo que se repite el tanteo con $\Delta \mathbf{x}_i = (1/2) \Delta \mathbf{x}_i^k$ con $i = 1, \dots, n$ o bien se termina si $\Delta \mathbf{x}_i^k < \epsilon_i$, para $i = 1, \dots, n$.

Fase de búsqueda

La búsqueda de una solución mejor en la etapa \mathbf{k} a partir de \mathbf{X}_n^k se realiza como sigue:

- a) Se calcula la dirección \mathbf{S}^k como:

$$\mathbf{S}^k = (\mathbf{X}_n^k - \mathbf{X}^{k-1}) \quad (5.45)$$

- b) Se calcula el nuevo punto \mathbf{X}^k :

$$\mathbf{X}^k = \mathbf{X}_n^k + \lambda^k \mathbf{S}^k \quad (5.46)$$

- b.1) Si se cumple que $f(\mathbf{X}^k) < f(\mathbf{X}_n^k)$ se inicia una nueva fase de tanteo a partir de \mathbf{X}^k , tomando como $\Delta \mathbf{x}_i^k$ los valores de la etapa anterior.

b.2) Si no se ha conseguido que $f(\mathbf{X}^k) < f(\mathbf{X}_n^k)$ se pasa a una nueva fase de tanteo a partir de \mathbf{X}_n^k .

En este trabajo para iniciar el algoritmo, se toman como valores de las variables potencias contratadas, la unidad (correspondiente a 1 kW), es decir, $\mathbf{X}^0 : (x_1^0 = 1, \dots, x_n^0 = 1)$, ya que las compañías eléctricas no permiten el no contratar potencia ($P_{Ci} = 0$) en alguno de los períodos de discriminación horaria considerados. Los valores iniciales de $\Delta \mathbf{x}_i^0$ (ecuación (5.43)) se consideran como los correspondientes a dividir la potencia máxima demandada en cada período horario entre 5 ($\Delta \mathbf{x}_i^0 = \mathbf{P}_{Mi} / 5$, con $i = 1, \dots, n$), siendo el criterio de terminación del algoritmo $\Delta \mathbf{x}_i^k < 1 \text{ kW}$ para $i = 1, \dots, n$. Asimismo en (5.46) se considera la longitud del salto en todas las etapas como un valor constante e igual a la unidad ($\lambda^k = 1$).

Con la/s potencia/s a contratar en cada uno de los modos posibles de facturar la potencia, se calcula el coste de los términos de potencia, eligiendo la opción que implique un menor valor de éste. Asimismo, se determinan las potencias que intervienen en el cálculo de los derechos de acometida, que tal y como se expone en el apartado 4.9, dependerán del tipo de discriminación horaria (figura 5.21).

5.4. RESULTADOS

5.4.1. Preselección de los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación

Con la serie horaria de demandas de agua de la zona regable de Fuente Palmera (apartado 3.3.2), el modelo determina una demanda máxima de $10.800 \text{ m}^3/\text{h}$ ($= 3 \text{ m}^3/\text{s}$), y se le introduce un incremento de cota desde la fuente de suministro de agua hasta la balsa de regulación de 72 m (se ha considerado una altura de la lámina de agua de 12 m) y una longitud de la impulsión de 1.400 m (Memorias de la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera). Asimismo, y como ya se indicó en el apartado 5.3.3, se hace una evaluación inicial de los costes que supone elegir una combinación de bombeo u otra dentro de las preseleccionadas. Para ello se han considerado los siguientes valores: el precio medio de la energía eléctrica al ser la tensión de servicio de la zona de 132 kV, se ha tomado como el valor medio del término de energía de las tarifas de alta tensión 1.3, 2.3, 3.3 y R.3 (año 1998), que es de 8,45 pta/kWh; el número medio de horas de funcionamiento de la instalación de 2.000, obtenido a partir del perfil de demandas; el período de vida del proyecto de 20 años y la tasa de interés de la amortización del 5 %.

El modelo fija en principio como rendimiento de los grupos de bombeo $\eta = 0,8$ y como factor de rozamiento en tuberías $f = 0,015$, determinando para el caudal máximo de $10.800 \text{ m}^3/\text{h}$ una altura de energía necesaria de 74,42 m y, para estas necesidades el modelo selecciona las combinaciones de bombas que las satisfacen. En la tabla 5.5 se muestran las alternativas preseleccionadas con los rendimientos global, de regulación y del conjunto de la instalación correspondientes al citado punto de funcionamiento, y en la tabla 5.6 se relacionan los costes medios de operación.

Las seis primeras combinaciones de bombeo seleccionadas tienen unos rendimientos globales altos ($\eta \geq 70\%$), por lo que el punto de funcionamiento se encuentra en todos los casos en la zona de rendimientos aceptables. Sin embargo, las tres combinaciones restantes (**7**, **8** y **9**) presentan rendimientos globales menores ($51\% \leq \eta \leq 65\%$) debido a que los requerimientos de caudal son menores o mayores al intervalo que comprende la zona de rendimientos mejores (figura 5.3). Los rendimientos de regulación son muy altos para todas las alternativas ($88\% \leq \eta_{reg} \leq 99\%$), siendo las combinaciones **2** y **9**, con 8 y 7 grupos en paralelo, las que tienen unos mayores excesos de altura de energía para el punto de funcionamiento en estudio (9,43 m y 9,51 m, respectivamente). Asimismo, las alternativas **1** y **2** son las de menores prestaciones de potencia (340 CV/bomba), lo que supone menores costes de amortización y de energía (tabla 5.6).

Como se ha mencionado anteriormente, los rendimientos de la tabla 5.5 se corresponden con el punto de funcionamiento de necesidades máximas del sistema de impulsión. Sin embargo, en el riego a la demanda en estudio, tenemos distintos puntos de funcionamiento sobre las curvas características de las bombas en función del caudal demandado, lo que implica distintos rendimientos y, consecuentemente, distintos costes energéticos. De este modo es necesario la evaluación de cada una de las alternativas seleccionadas durante toda la campaña de riegos, lo que equivale a comparar los rendimientos de los grupos de bombeo.

Tabla 5.5. Combinaciones de grupos motor-bomba seleccionados para impulsar a la balsa de regulación

	Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	Motor (CV/bomba)	Nº grupos	$H_{real}-H_{nec}$ (m)	η (%)	η_{reg} (%)	η_{inst} (%)
1	Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1.480	560	340	7	0,79	80	98	78
2	Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1.480	560	340	8	9,43	82	88	72
3	Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	620	1.390	2	2,45	70	96	67
4	Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	530	990	3	0,76	82	99	81
5	Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	290	1.180	3	3,24	81	95	76
6	Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	295	1.180	3	7,72	80	90	72
7	Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	275	1.180	5	0,71	65	99	64
8	Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	275	1.180	6	5,98	57	92	52
9	Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	275	1.180	7	9,51	51	88	44

Los valores de $H_{real}-H_{nec}$, que es la diferencia entre la altura de energía real que proporcionan las bombas y la altura de energía necesaria en el sistema de impulsión, y de los rendimientos global η , de regulación η_{reg} y del conjunto de la instalación η_{inst} , son los correspondientes al punto de funcionamiento de necesidades máximas del sistema (10.800 m³/h; 74,42 m) (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro).

El resto de características de los grupos de bombeo seleccionados se relacionan en el anexo 5.I

Tabla 5.6. Costes medios de operación de las combinaciones de bombeo seleccionadas que impulsan hasta la balsa de regulación

Alternativa	C_I (pta)	$a_t C_I$ (pta/año)	C_E (pta/año)	C_T (pta/año)
1	29.407.105	2.359.702	29.778.560	38.905.302
2	33.608.120	2.696.802	34.032.640	43.496.482
3	31.974.290	2.565.699	34.783.360	44.116.099
4	34.327.710	2.754.544	37.160.640	46.682.224
5	40.113.678	3.218.825	44.292.480	54.278.345
6	40.125.882	3.219.804	44.292.480	54.279.324
7	66.795.120	5.359.813	73.820.800	85.947.653
8	80.154.144	6.431.775	88.584.960	103.178.847
9	93.513.168	7.503.738	103.349.120	119.014.970

C_I , $a_t C_I$ y C_E son el coste de inversión, el coste de amortización y el coste de energía de los grupos de bombeo, respectivamente, y C_T es el coste total incluyendo la parte correspondiente a los costes de amortización de la tubería de impulsión (tabla 5.7)

Para cada una de las alternativas posibles, con los valores del punto de funcionamiento (Q y η), el modelo selecciona hormigón como material de la tubería de impulsión y calcula su diámetro económico (tabla 5.7). Así elige el diámetro comercial inmediato por exceso (Anexo 5.II) con un timbraje de 10 atm, ya que la altura de energía real en la tubería en todas las alternativas es menor a este valor (tabla 5.5). Para las siete primeras combinaciones de bombeo se tiene un diámetro de la impulsión de 1.400 mm, con un coste de amortización de 6.767.040 pta/año. Para las dos restantes, el diámetro seleccionado es de 1.600 mm con un coste de 8.162.112 pta/año.

Tabla 5.7. Diseño de la tubería de impulsión para cada una de las alternativas posibles de bombeo

Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$D_{\text{económico}}$ (mm)	1.353	1.348	1.381	1.348	1.351	1.353	1.397	1.426	1.451
$D_{\text{comercial}}$ (mm)	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.600	1.600
C_I (pta)	84.588.000	84.588.000	84.588.000	84.588.000	84.588.000	84.588.000	84.588.000	102.026.400	102.026.400
$a_t C_I$ (pta/año)	6.767.040	6.767.040	6.767.040	6.767.040	6.767.040	6.767.040	6.767.040	8.162.112	8.162.112

$D_{\text{económico}}$ es el diámetro económico calculado para la impulsión, $D_{\text{comercial}}$ es el diámetro comercial inmediato por exceso al diámetro económico, C_I es el coste de inversión de la tubería de impulsión y $a_t C_I$ es el coste de amortización

5.4.2. Diseño y gestión óptimos del sistema de impulsión y de almacenamiento

Como datos de entrada al modelo, en este segundo subsistema de la optimización en diferido del sistema de impulsión, se introduce una vida útil del depósito o balsa de regulación de 20 años y un coste de oportunidad debido a la superficie ocupada por éste de 4,4 pta/m² (apartado 2.5). Asimismo como parámetros influyentes en el coste de las balsas, se consideran unos costes del material impermeabilizante y del movimiento de tierras de 400 pta/m² (polietileno de alta densidad de 1,5 mm de espesor) y 450 pta/m³ (suelo franco) (Arquipark, Forestaciones y Contratas, S.L. — comunicación personal de Juan Carlos Alba —), respectivamente. En cuanto al suministro de energía eléctrica, la zona regable de Fuente Palmera tiene un único punto de conexión con la red eléctrica a una tensión de servicio de 132 kV (apartado 2.2), lo que supone la facturación conjunta de la energía eléctrica para las dos estaciones de bombeo en serie de la zona regable.

Al igual que en la estación de bombeo que impulsa hasta la balsa de regulación, el modelo selecciona las combinaciones de bombeo que pueden satisfacer las necesidades máximas de caudal y de altura de energía de la red de distribución (rebombeo). De este modo, para un caudal máximo de 10.800 m³/h se tiene una altura de energía máxima requerida por el sistema de 100 m (curva característica del período valle: ecuación (3.21a) y figura 3.12), y las combinaciones de bombeo preseleccionadas se muestran en la tabla 5.8. Las alternativas **1**, **2** y **3** tienen altos rendimientos globales (79 %, 82 % y 71 %, respectivamente), mientras que son algo menores los de las combinaciones **4**, **5** y **6** (66 %, 66 % y 58 %, respectivamente). Al igual que en los grupos seleccionados para el bombeo a la balsa de regulación, se tienen rendimientos de regulación muy altos ($91 \% \leq \eta_{\text{reg}} \leq 98 \%$), siendo las combinaciones **2**, **5** y **6** las que tienen los mayores excesos de altura de energía para el punto de funcionamiento en estudio (8,96 m, 7,98 m y 9,33 m, respectivamente). Asimismo, las alternativas **1** y **2** son las de menores prestaciones de potencia (340 CV/bomba y 990 CV/bomba) lo que implica menores costes de amortización y de energía (tabla 5.9). Como se ha comentado para la estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación, también es necesario para esta estación de bombeo, la evaluación de todas las alternativas seleccionadas durante toda la campaña de riegos y así comparar rendimientos.

La combinación del volumen de almacenamiento, los grupos de bombeo, y el contrato del suministro eléctrico, que implica un coste mínimo de operación del sistema de impulsión en estudio se muestra en la tabla 5.10. El volumen útil de almacenamiento de agua resulta de 65.000 m³ que es el 41 % de la demanda máxima diaria (158.000 m³/día) y el 0,42 % de la demanda total (15.400.000 m³) de la zona regable. A este volumen se le añade un resguardo inferior y uno superior, teniendo así un volumen total de la balsa de regulación de 91.000 m³. La tubería de impulsión es de hormigón de 1.400 mm de diámetro y 1.400 m de longitud, con un timbraje de 15 atm (apartado 5.4.2.1).

Tabla 5.8. Combinaciones de grupos motor-bomba seleccionados en el rebombeo

	Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	Motor (CV/bomba)	Nº grupos	$H_{real}-H_{nec}$ (m)	η (%)	η_{reg} (%)	η_{inst} (%)
1	Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1.480	620	340	7	3,35	79	97	76
2	Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	620	990	3	8,96	82	92	75
3	Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	710	1.870	2	2,22	71	98	69
4	Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	290	1.180	5	4,04	66	96	63
5	Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	295	1.180	5	7,98	66	93	61
6	Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	290	1.180	6	9,33	58	91	53

Los valores de $H_{real}-H_{nec}$, que es la diferencia entre la altura de energía real que proporcionan las bombas y la altura de energía necesaria en la red de distribución, y de los rendimientos global η , de regulación η_{reg} y del conjunto de la instalación η_{inst} , son los correspondientes al punto de funcionamiento de necesidades máximas (10.800 m³/h; 100 m) (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro). El resto de características de los grupos de bombeo seleccionados se relacionan en el anexo 5.1

Tabla 5.9. Costes medios de operación de las combinaciones de bombeo seleccionadas que impulsan a la red de distribución

Alternativa	C_I (pta)	$a_t C_I$ (pta/año)	C_E (pta/año)	C_T (pta/año)
1	29.838.983	2.387.118	29.778.560	32.165.678
2	34.652.114	2.772.169	37.160.640	39.932.809
3	42.981.926	3.438.554	46.794.880	50.233.434
4	67.058.861	5.364.709	73.820.800	79.185.509
5	67.079.262	5.366.341	73.820.800	79.187.141
6	80.470.633	6.437.651	88.584.960	95.022.611

C_I , $a_t C_I$ y C_E son el coste de inversión, el coste de amortización y el coste de energía de los grupos de bombeo, respectivamente, y C_T es el coste total

Para ambas estaciones de bombeo, las combinaciones de grupos motor-bomba seleccionadas como óptimas son las que tienen mayor número de grupos en paralelo (8 para los grupos que impulsan a la balsa de regulación y 7 para los que impulsan directamente a la red de distribución) (tabla 5.10). Por consiguiente, se tiene un alto fraccionamiento de la potencia total necesaria, que resulta ser el modo mejor para adecuar el caudal bombeado a la balsa de regulación a la política de bombeo óptima desarrollada en el modelo (apartado 5.3.4) y para adecuar el caudal bombeado a la red de distribución a las necesidades de cada momento de la zona regable, con valores de rendimientos aceptables. En la impulsión a la balsa, la combinación óptima de bombas es la segunda mejor de las preseleccionadas en el punto de funcionamiento de necesidades máximas (tablas 5.5 y 5.6), mientras que en el rebombeo la alternativa elegida es la mejor de las posibles (tablas 5.8 y 5.9). Los costes del consumo de energía de ambas estaciones de bombeo encontrados en este segundo subsistema representan el 85 % y el 170 %, respectivamente, de los que se obtienen considerando un único punto de funcionamiento sin desglose del precio horario de la energía eléctrica.

Tabla 5.10. Combinación del volumen de almacenamiento, grupos de bombeo y contrato del suministro eléctrico que implican un coste mínimo del sistema de impulsión en estudio

				Coste (pta/año)
Impulsión a balsa de regulación	Grupos de bombeo	Marca	Ingersoll-Dresser	
		Tipo	10LNH/26A	
		Rpm	1.480	
		D rodete (mm)	560	
		Motor (CV/bomba)	340	
		Nº grupos	8	2.696.802
	Tubería impulsión	Material	Hormigón	
		Diámetro (mm)	1.400	
		Longitud (m)	1.400	
		Timbraje (atm)	15	7.358.176
	Balsa	Volumen total (m ³)	91.000	
		Volumen útil (m ³)	65.000	
		L (m)	48,63	
H1 (m)		5,32		
H2 (m)		6,68	1.921.885	
Rebombeo	Grupos de bombeo	Marca	Ingersoll-Dresser	
		Tipo	10LNH/26A	
		Rpm	1.480	
		D rodete (mm)	620	
		Motor (CV/bomba)	340	
		Nº grupos	7	2.387.118
Tarifa eléctrica (un punto de suministro de energía eléctrica)	Término de energía	Tipo	2.3	
		Discriminación horaria	DH3	
		Estacionalidad	E	
			Bombeo a balsa	25.386.023
		Rebombeo	50.605.021	
	Término potencia	Modo facturar potencia	Modo 5A	
		Contrato de temporada	---	
		Potencia/s contratada/s (kW)	$P_{Cp-alta} = 1$	
			$P_{Cll-alta} = 1$	
			$P_{Cp-media} = 2.359$	
$P_{Cll-media} = 6.397$				
$P_{Cp-baja,v-alta} = 424$				
	$P_{Cv-media,ll-v-baja} = 6.850$			
	Potencia facturada (kW)	26.725	15.046.679	
COSTE TOTAL			105.401.704	

rpm = revoluciones por minuto, D = diámetro, volumen útil = volumen total de la balsa menos los resguardos inferior y superior, L = longitud del lado de la base de la balsa, H1 = profundidad de la excavación a realizar para la construcción de la balsa, H2 = diferencia entre la altura de agua y la profundidad de la excavación de la balsa (figura 5.9), DH = discriminación horaria, E = complemento de estacionalidad, $P_{Cp-alta}$ = potencia contratada en horas punta de temporada alta, $P_{Cll-alta}$ = potencia contratada en horas llano de temporada alta, $P_{Cp-media}$ = potencia contratada en horas punta de temporada media, $P_{Cll-media}$ = potencia contratada en horas llano de temporada media, $P_{Cp-baja,v-alta}$ = potencia contratada en horas punta de temporada baja y horas valle de temporada alta, y $P_{Cv-media,ll-v-baja}$ = potencia contratada en horas valle de temporada media y horas llano y valle de temporada baja

El tipo de contrato óptimo de energía eléctrica es la tarifa 2.3 con discriminación horaria tipo 3, complemento de estacionalidad y modo 5A de facturar la potencia. Las potencias óptimas a contratar en cada período tarifario son: 1 kW en horas punta de temporada alta, 1 kW en horas llano de temporada alta, 2.359 kW en horas punta de temporada media, 6.397 kW en horas llano de temporada media, 424 kW en horas punta de temporada baja y en horas valle de temporada alta y, 6.850 kW en horas valle de temporada media y en llano y valle de temporada baja (tabla 5.10).

5.4.2.1. Esquema de operación óptimo del sistema de impulsión

Con respecto al consumo de energía eléctrica, el coste del término de energía correspondiente al bombeo a la balsa (25.386.023 pta/año) es un 50 % menor al coste del bombeo directo a la red de distribución (50.605.021 pta/año) (tabla 5.10), lo que muestra la elevada reducción de los costes energéticos al usar la balsa además de como acumulación del recurso agua como adaptación entre las horas de bombeo y el tipo de discriminación horaria. El régimen de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación durante toda la campaña de riegos se representa en las figuras 5.22(a), 5.22(b), 5.22(c) y 5.22(d). El precio del kWh ($T_e \cdot K_{pi}$), en la facturación eléctrica seleccionada como óptima, tiene tres niveles de discriminación: valle, llano y punta (tablas 4.6 y 4.7), y asimismo, está afectado en temporada eléctrica baja (mayo, junio, agosto y septiembre) (tabla 4.14) por una bonificación del 10 % debido al complemento de estacionalidad (tabla 4.15).

De este modo, al principio de los riegos se deben usar únicamente las horas bonificadas de tarifa eléctrica, aumentando su utilización conforme crece la demanda de agua y así, llegar a bombear con el caudal de diseño de las bombas (aporte potencial horario = APH = 12.472 m³/h) durante las ocho horas valle (2 junio). Este régimen de funcionamiento se mantiene hasta que es necesario el uso de horas llano (6 junio) para satisfacer la demanda de la red de distribución. La utilización de estas horas llano también va aumentando conforme se llega al período de necesidades máximas de agua (21 junio-27 julio), pero sin llegar a usar todas estas horas ni de bombear el aporte potencial horario. Posteriormente, decae su uso y se hace nulo a finales de agosto (20 agosto), volviendo a impulsar a la balsa únicamente en horas valle. No es necesario bombear a la balsa de regulación en horas punta de tarifa eléctrica. Sin embargo, el régimen de funcionamiento de los grupos de bombeo tiene periodicidad diaria al ser el volumen útil de balsa (65.000 m³) pequeño en comparación con la demanda máxima diaria (158.000 m³) y con la demanda total (15.400.000 m³) de agua de la zona regable.

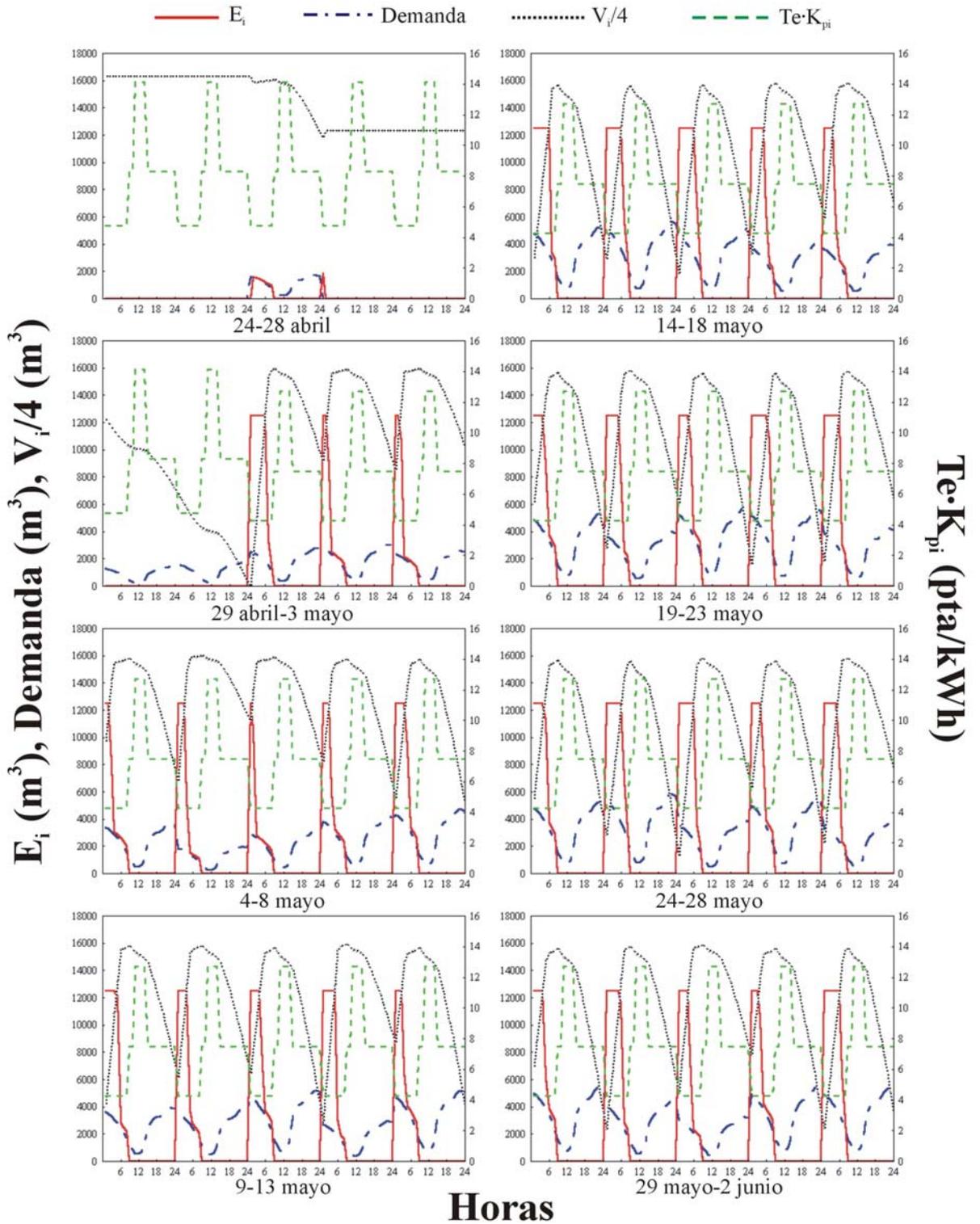


Figura 5.22(a). Régimen de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación. Se representa el volumen impulsado en cada hora i por la estación de bombeo (E_i), la demanda horaria de agua de la red de distribución, el volumen útil almacenado en cada hora i en la balsa (V_i) y el precio del kWh en cada hora i de la campaña de riegos ($Te \cdot K_{pi}$)

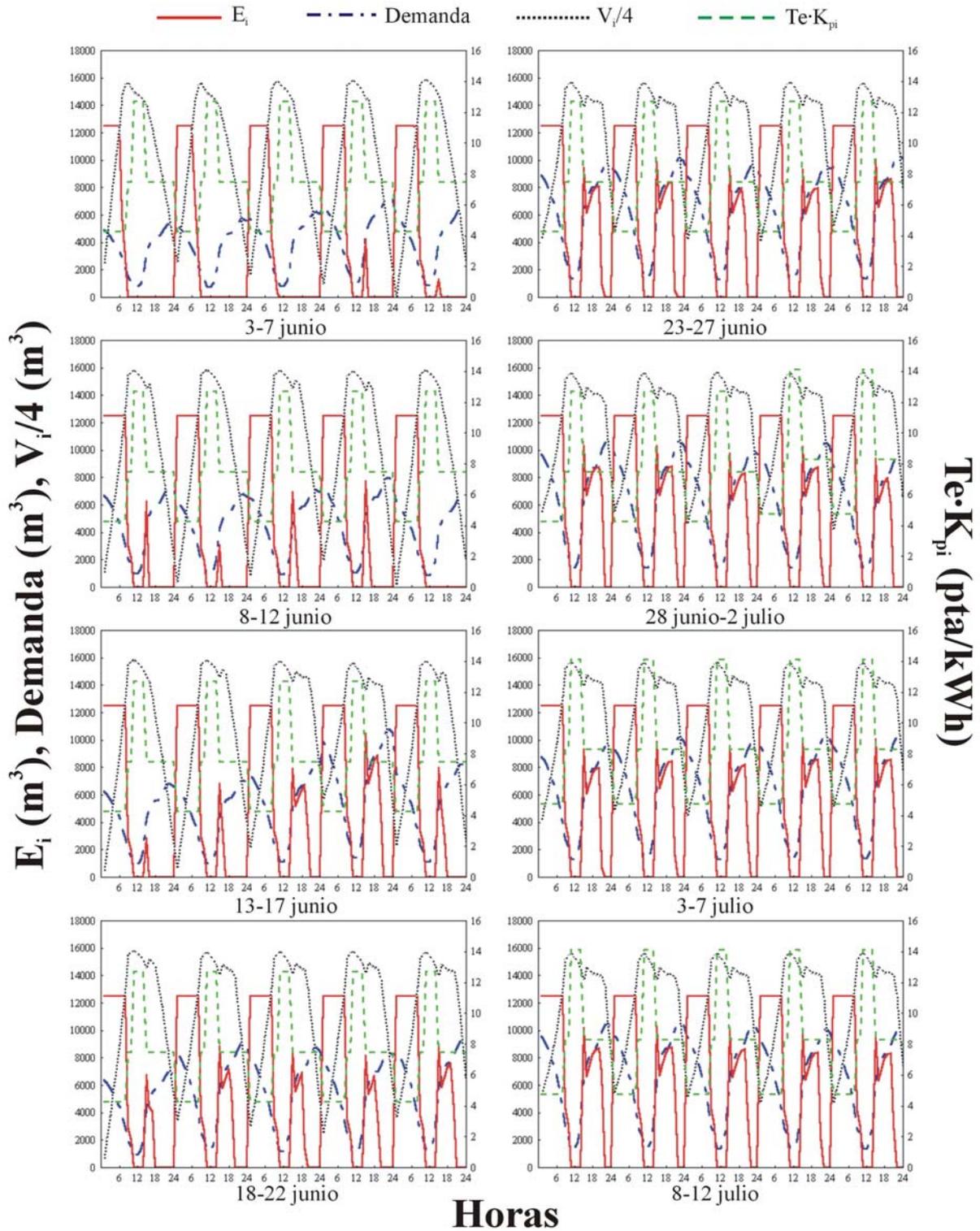


Figura 5.22(b). Régimen de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación. Se representa el volumen impulsado en cada hora i por la estación de bombeo (E_i), la demanda horaria de agua de la red de distribución, el volumen útil almacenado en cada hora i en la balsa (V_i) y el precio del kWh en cada hora i de la campaña de riegos ($Te \cdot K_{pi}$)

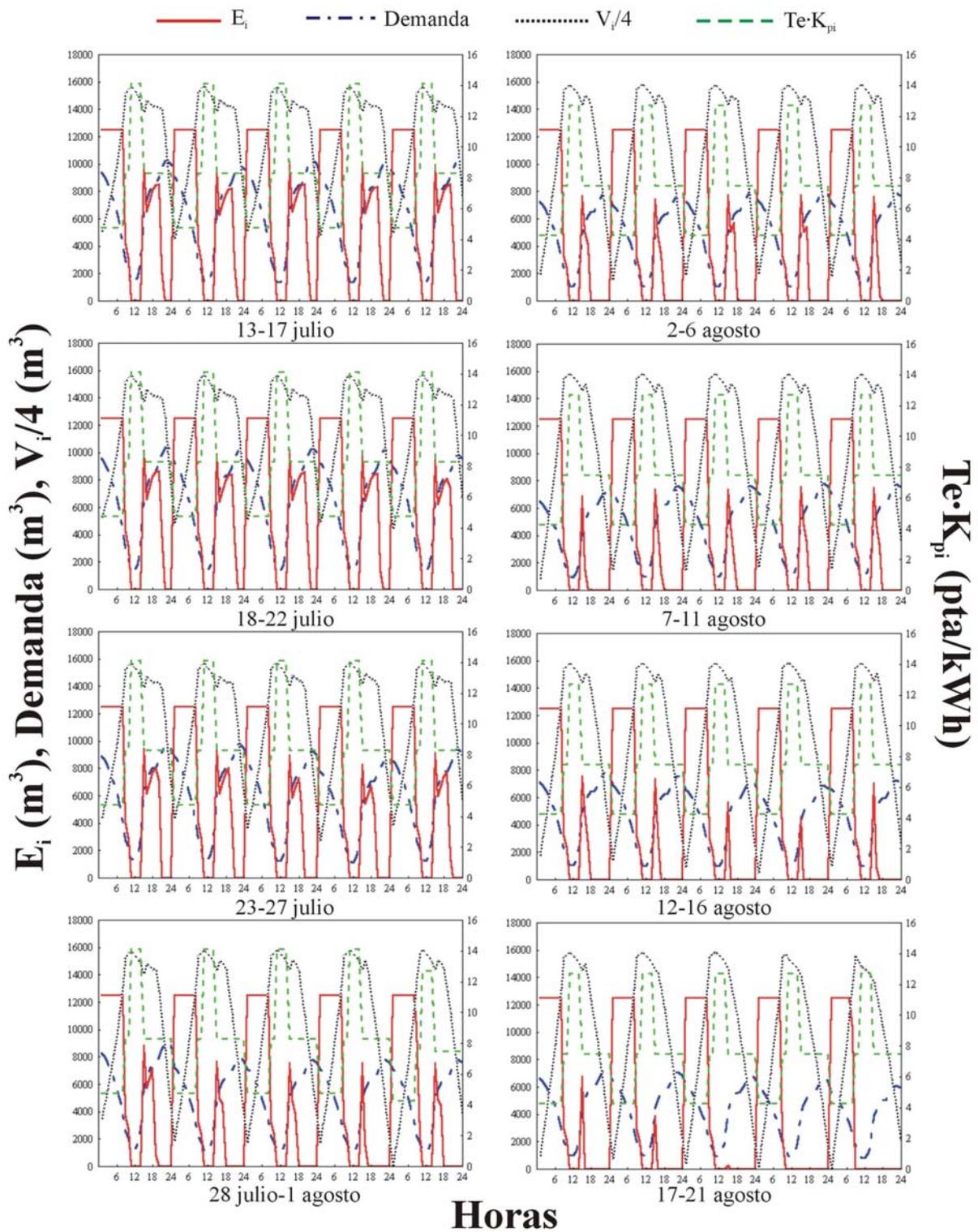


Figura 5.22(c). Régimen de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación. Se representa el volumen impulsado en cada hora i por la estación de bombeo (E_i), la demanda horaria de agua de la red de distribución, el volumen útil almacenado en cada hora i en la balsa (V_i) y el precio de la kWh en cada hora i de la campaña de riegos ($Te \cdot K_{pi}$)

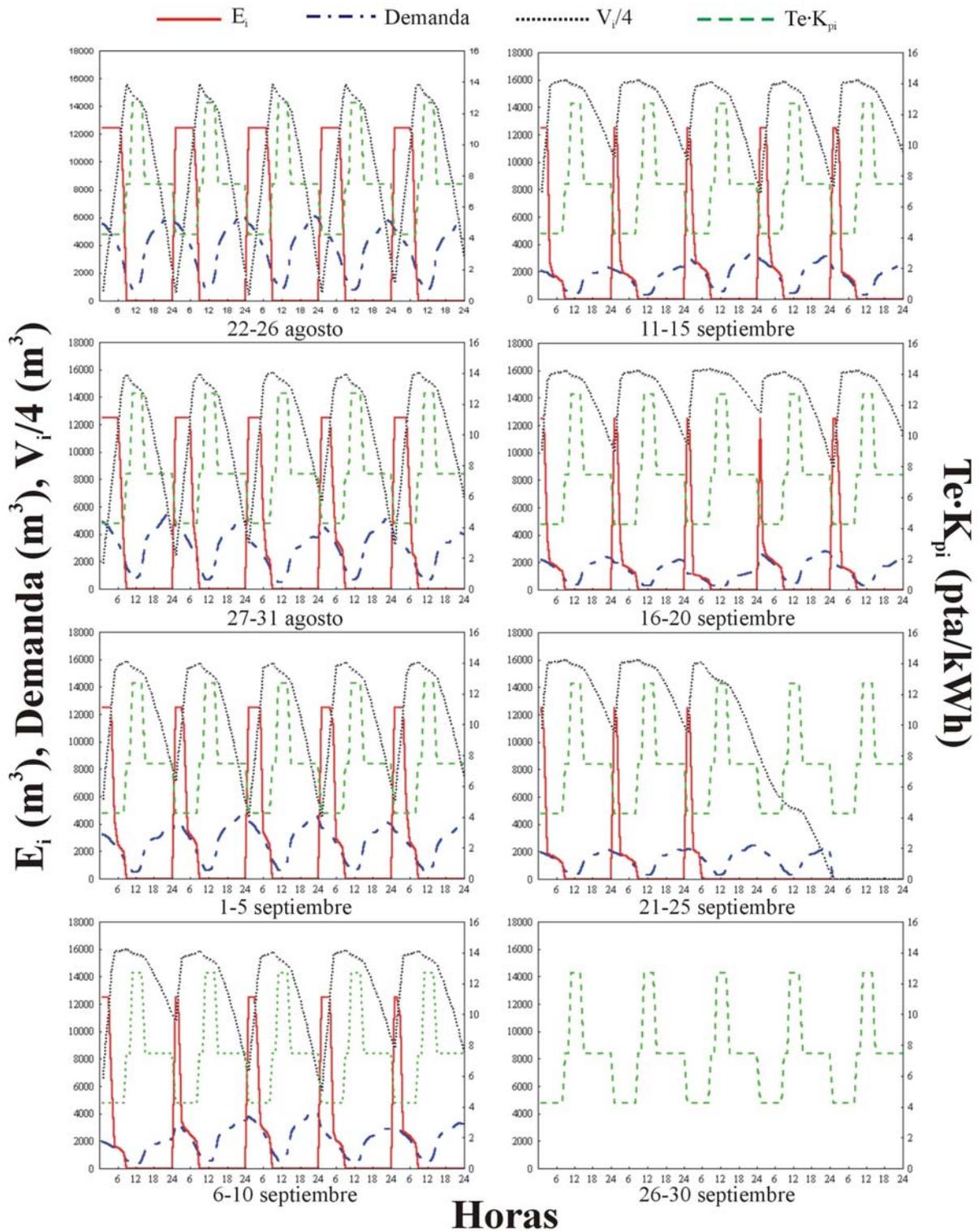


Figura 5.22(d). Régimen de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación. Se representa el volumen impulsado en cada hora i por la estación de bombeo (E_i), la demanda horaria de agua de la red de distribución, el volumen útil almacenado en cada hora i en la balsa (V_i) y el precio del kWh en cada hora i y de la campaña de riegos ($Te \cdot K_{pi}$)

A título de ejemplo, en la tabla 5.11 se muestran algunas horas de la campaña de riegos con la demanda horaria de agua de la red de distribución, el esquema de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación, y las potencias y los rendimientos de los grupos en cada hora. Las curvas características $\mathbf{H} = \mathbf{H}(\mathbf{Q})$ y $\mathbf{P} = \mathbf{P}(\mathbf{Q})$ del sistema de bombeo que impulsa a la balsa de regulación son:

$$H = 103,2379 + 0,013069 \left(\frac{Q}{n} \right) - 0,00002 \left(\frac{Q}{n} \right)^2 \quad (5.47)$$

$$P = n \left[261,3193 + 0,241801 \left(\frac{Q}{n} \right) - 0,0000408 \left(\frac{Q}{n} \right)^2 \right] \quad (5.48)$$

donde \mathbf{H} es la altura de energía real que dan las bombas expresada en m (\mathbf{H}_{real} en tabla 5.11), \mathbf{P} es la potencia absorbida por la estación de bombeo en CV, \mathbf{Q} es el caudal impulsado a la balsa de regulación (\mathbf{E}_i en tabla 5.11) en m^3/h y \mathbf{n} es el número de grupos motor-bomba que están funcionando cada hora.

La relación $\mathbf{H} = \mathbf{H}(\mathbf{Q})$ del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación, se determina para cada volumen impulsado con (3.18) y (5.18) conociendo que la alternativa seleccionada tiene una tubería de impulsión de 1.400 mm de diámetro, 1.400 m de longitud y es de hormigón ($k = 0,00012 \text{ m}$; Giles, 1969). Esta altura de energía es la necesaria en cada hora de la campaña de riegos en el sistema de impulsión hasta la balsa de regulación, denotándose en la tabla 5.11 como \mathbf{H}_{nec} . Asimismo en la alternativa seleccionada se cumple que $H_{\text{nec}} \leq H_{\text{real}}$, y que no se sobrepasan las velocidades máximas admisibles ($U_{\text{máxima}} = 2,25 \text{ m/s}$) (tabla 5.3). Sin embargo, la altura de energía real máxima es de 105,37 m ($\approx 10,5 \text{ atm}$) para un caudal de 334 m^3/h , por lo que se selecciona un timbraje en la tubería de impulsión de 15 atm (tabla 5.10).

El balance volumétrico en la balsa de regulación también se presenta en la tabla 5.11. En la hora 1 del día 8 de junio se impulsa a la balsa 12.472 m^3 , el volumen útil almacenado es de 4.280 m^3 , el volumen de recepción es de 48.310 m^3 ($VR_1 = V_{\text{max}} - E_1 - V_1$) y se tiene una demanda de 6.673 m^3 . De este modo, el volumen útil almacenado al principio de la hora 2 es de 10.079 m^3 ($V_2 = V_1 + E_1 - Dem_1$). Como ya se comentó en la metodología, en este balance se considera que las extracciones (demanda de agua) se realizan al final del período horario considerado y la alimentación (E_i) al principio del mismo.

En los días 8 y 9 de junio se bombea el aporte potencial horario (los ocho grupos motor-bomba impulsan el caudal de diseño) durante las ocho horas valle de tarifa eléctrica ($E_i = 12.472 \text{ m}^3/\text{h}$, $\forall i = 1, \dots, 8$) y se utilizan las horas llano de 8 a 10 horas con dos grupos de bombeo en funcionamiento y de 14 a 15 horas con cuatro y dos grupos en funcionamiento, respectivamente, impulsando volúmenes menores al aporte potencial. Los rendimientos de los grupos en ambos días tienen valores aceptables (Mataix, 1975), sin bajar del 76 % el rendimiento global y del 74 % el rendimiento de regulación (tabla 5.11).

Los diagramas de frecuencias de los rendimientos global y de regulación durante toda la temporada de riegos se muestran en la figura 5.23. De las 1.792 horas de funcionamiento de los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación, el 87,2 % tienen rendimientos globales comprendidos en el intervalo (80,90] y el 67,9 % tienen rendimientos de regulación en el intervalo (90,100]. Los rendimientos global y de regulación medios son de 79,91 % y de 92,82 %, respectivamente.

Por otro lado, en la tabla 5.12 se relacionan las mismas horas anteriores de la campaña de riegos para describir el régimen de operación de la estación que impulsa directamente a la red de distribución, que en las figuras 5.22(a), 5.22(b), 5.22(c) y 5.22(d) coincide con la curva de demanda horaria de agua de la red de distribución. Las curvas características $\mathbf{H} = \mathbf{H}(\mathbf{Q})$ y $\mathbf{P} = \mathbf{P}(\mathbf{Q})$ del sistema de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución son:

$$H = 130,8914 + 0,0188707 \left(\frac{Q}{n} \right) - 0,0000238 \left(\frac{Q}{n} \right)^2 \quad (5.49)$$

$$P = n \left[354,4322 + 0,255341 \left(\frac{Q}{n} \right) - 8,93 \cdot 10^{-19} \left(\frac{Q}{n} \right)^2 \right] \quad (5.50)$$

donde \mathbf{H} es la altura de energía real que dan las bombas expresada en m (\mathbf{H}_{real} en tabla 5.12), \mathbf{P} es la potencia absorbida por la estación de bombeo en CV, \mathbf{Q} es el caudal impulsado directamente a la red de distribución (\mathbf{Dem} en tabla 5.12) en m^3/h y \mathbf{n} es el número de grupos motor-bomba que están funcionando cada hora. El caudal máximo aportado por estos grupos de impulsores es de $10.800 \text{ m}^3/\text{h}$, que es la demanda máxima de la zona regable.

Las curvas características de la red de distribución de la zona regable de Fuente Palmera son las (3.21a), (3.21b) y (3.21c). Con éstas se tendrá la seguridad de estar abasteciendo a todos los regantes que tengan abiertas en cualquier instante sus tomas en los tres períodos de la discriminación horaria tipo 3. La altura de energía obtenida con estas ecuaciones es la necesaria en cada hora de la campaña de riegos en la red de distribución, denotándose en la tabla 5.12 como \mathbf{H}_{nec} .

En los días 8 y 9 de junio (tabla 5.12) se bombea durante todas las horas para suministrar el agua demandada por los regantes. Las mayores impulsiones de caudal se realizan en horas valle y llano de tarifa eléctrica, como ya se indicó en el apartado 3.3.1, con un mayor número de bombas en funcionamiento. Los rendimientos de los grupos en ambos días tienen valores aceptables (Mataix, 1975), presentándose los menores rendimientos de regulación en las horas penalizadas de tarifa eléctrica, ya que con uno o dos grupos de bombeo en funcionamiento las diferencias entre \mathbf{H}_{real} y \mathbf{H}_{nec} son mayores que con más bombas trabajando.

De las 3.960 horas de funcionamiento de los grupos de bombeo que impulsan directamente a la red de distribución, el 52,8 % tienen rendimientos globales comprendidos en el intervalo (70,80] y el 36,6% en el intervalo (80,90]. El 31,8 % de estas horas tienen rendimientos de regulación en el intervalo (70,80], el 35,2 % en el intervalo (80,90] y el 29,6 % en el intervalo (90,100]. Los rendimientos global y de regulación medios son de 75,82 % y de 84,23 %, respectivamente (figura 5.23).

Tabla 5.11. Esquema de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación en algunas horas de la temporada de riegos, y las potencias y los rendimientos de los grupos en cada hora

Hora	Te·K _{pi} (pta/ kWh)	Dem (m ³ /h)	E _i (m ³ /h)	V _i (m ³)	VR _i (m ³)	n	H _{nec} (m)	H _{real} (m)	P _n (CV)	P _S (CV)	P (CV)	η (%)	η _{reg} (%)	η _{inst} (%)
8 junio														
1	4,26	6.673	12.472	4.280	48.310	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
2	4,26	6.511	12.472	10.079	42.511	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
3	4,26	6.127	12.472	16.040	36.550	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
4	4,26	5.718	12.472	22.385	30.205	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
5	4,26	5.224	12.472	29.139	23.451	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
6	4,26	4.704	12.472	36.387	16.203	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
7	4,26	4.037	12.472	44.155	8.435	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
8	4,26	3.066	12.472	52.590	0	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
9	7,47	2.126	3.066	61.996	0	2	72,21	76,27	820,01	866,10	1.072,23	80,78	94,68	76,48
10	7,47	1.628	2.126	62.936	0	2	72,11	94,53	567,77	744,34	944,50	78,81	76,28	60,11
11	12,70	996	0	63.434	1.628	0	---	---	---	---	---	---	---	---
12	12,70	970	0	62.438	2.624	0	---	---	---	---	---	---	---	---
13	12,70	1.316	0	61.468	3.594	0	---	---	---	---	---	---	---	---
14	12,70	2.173	0	60.152	4.910	0	---	---	---	---	---	---	---	---
15	7,47	4.607	6.226	57.979	857	4	72,82	75,13	1.679,20	1.732,35	2.155,35	80,37	96,93	77,90
16	7,47	5.227	0	59.598	5.464	0	---	---	---	---	---	---	---	---
17	7,47	5.776	0	54.371	10.691	0	---	---	---	---	---	---	---	---
18	7,47	6.006	0	48.595	16.467	0	---	---	---	---	---	---	---	---
19	7,47	6.060	0	42.589	22.473	0	---	---	---	---	---	---	---	---
20	7,47	6.455	0	36.529	28.533	0	---	---	---	---	---	---	---	---
21	7,47	6.888	0	30.074	34.988	0	---	---	---	---	---	---	---	---
22	7,47	7.272	0	23.186	41.876	0	---	---	---	---	---	---	---	---
23	7,47	7.292	0	15.914	49.148	0	---	---	---	---	---	---	---	---
24	7,47	7.125	0	8.622	56.440	0	---	---	---	---	---	---	---	---
9 junio														
1	4,26	6.197	12.472	1.497	51.093	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
2	4,26	6.046	12.472	7.772	44.818	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
3	4,26	5.689	12.472	14.198	38.392	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
4	4,26	5.310	12.472	20.981	31.609	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
5	4,26	4.851	12.472	28.143	24.447	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
6	4,26	4.369	12.472	35.764	16.826	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
7	4,26	3.749	12.472	43.867	8.723	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
8	4,26	2.847	12.472	52.590	0	8	75,00	75,00	3.464,44	3.464,58	4.312,99	80,33	100	80,33
9	7,47	1.975	2.847	62.215	0	2	72,18	81,31	761,14	857,42	1.045,70	82	88,77	72,79
10	7,47	1.512	1.975	63.087	0	2	72,09	96,64	527,34	706,91	920,62	76,79	74,60	57,28
11	12,70	925	0	63.550	1.512	0	---	---	---	---	---	---	---	---
12	12,70	901	0	62.625	2.437	0	---	---	---	---	---	---	---	---
13	12,70	1.223	0	61.724	3.338	0	---	---	---	---	---	---	---	---
14	12,70	2.018	0	60.501	4.561	0	---	---	---	---	---	---	---	---
15	7,47	4.278	3.075	58.483	3.504	2	72,21	76,05	822,43	866,16	1.073,28	80,7	94,95	76,63
16	7,47	4.854	0	57.280	7.782	0	---	---	---	---	---	---	---	---
17	7,47	5.364	0	52.426	12.636	0	---	---	---	---	---	---	---	---
18	7,47	5.578	0	47.062	18.000	0	---	---	---	---	---	---	---	---
19	7,47	5.628	0	41.484	23.578	0	---	---	---	---	---	---	---	---
20	7,47	5.995	0	35.856	29.206	0	---	---	---	---	---	---	---	---
21	7,47	6.397	0	29.861	35.201	0	---	---	---	---	---	---	---	---
22	7,47	6.754	0	23.464	41.598	0	---	---	---	---	---	---	---	---
23	7,47	6.772	0	16.710	48.352	0	---	---	---	---	---	---	---	---
24	7,47	6.617	0	9.938	55.124	0	---	---	---	---	---	---	---	---

Los datos presentados para cada hora i son: Te·K_{pi} = precio del kWh considerando junto con el precio del término de energía los complementos tarifarios correspondientes a la discriminación horaria tipo 3 y a la estacionalidad; Dem = demanda de agua de la red de distribución; E_i = volumen impulsado a la balsa de regulación; V_i = volumen útil almacenado en la balsa; VR_i = volumen de recepción de la balsa; n = número de grupos motor-bombas funcionado; H_{nec} = altura de energía necesaria en el sistema de impulsión a la balsa; H_{real} = altura de energía real que dan las bombas; P_n = potencia necesaria; P_S = potencia suministrada; P = potencia absorbida por las bombas; η = rendimiento global; η_{reg} = rendimiento de regulación y η_{inst} = rendimiento de la instalación

Tabla 5.12. Régimen de operación de la estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución durante algunas horas de la temporada de riegos

Hora	Te·K _{pi} (pta/kWh)	Dem (m ³ /h)	n	H _{nec} (m)	H _{real} (m)	P _n (CV)	P _s (CV)	P (CV)	η (%)	η _{reg} (%)	η _{inst} (%)
8 junio											
1	4,26	6.673	4	96,10	96,14	2.375,13	2.375,98	3.121,62	76,11	99,96	76,09
2	4,26	6.511	4	96,00	98,55	2.315,07	2.376,48	3.080,25	77,15	97,42	75,16
3	4,26	6.127	4	95,78	103,96	2.173,41	2.359,02	2.982,20	79,10	92,13	72,88
4	4,26	5.718	4	95,55	109,23	2.023,55	2.313,30	2.877,77	80,39	87,47	70,32
5	4,26	5.224	4	95,30	114,94	1.843,87	2.223,92	2.751,63	80,82	82,91	67,01
6	4,26	4.704	3	95,06	101,97	1.656,14	1.776,46	2.264,42	78,45	93,23	73,14
7	4,26	4.037	3	94,79	113,19	1.417,26	1.692,36	2.094,11	80,82	83,74	67,68
8	4,26	3.066	2	94,47	103,89	1.072,73	1.179,71	1.491,74	79,08	90,93	71,91
9	7,47	2.126	2	94,24	124,06	742,06	976,84	1.251,72	78,04	75,97	59,28
10	7,47	1.628	1	94,15	98,53	567,68	594,12	770,13	77,15	95,55	73,71
11	12,70	996	1	94,07	126,08	347,00	465,08	608,75	76,40	74,61	57,00
12	12,70	970	1	94,06	126,80	337,93	455,55	602,11	75,66	74,18	56,12
13	12,70	1.316	1	94,11	114,51	458,68	558,12	690,46	80,83	82,18	66,43
14	12,70	2.173	2	94,25	123,30	758,57	992,33	1.263,72	78,52	76,44	60,03
15	7,47	4.607	3	95,03	103,74	1.621,53	1.770,17	2.239,65	79,04	91,60	72,40
16	7,47	5.227	4	95,32	114,91	1.845,24	2.224,57	2.752,40	80,82	82,95	67,04
17	7,47	5.776	4	95,59	108,51	2.045,02	2.321,41	2.892,58	80,25	88,09	70,70
18	7,47	6.006	4	95,72	105,57	2.129,24	2.348,31	2.951,31	79,57	90,67	72,15
19	7,47	6.060	4	95,75	104,85	2.149,06	2.353,39	2.965,10	79,37	91,32	72,48
20	7,47	6.455	4	95,98	99,36	2.294,58	2.375,54	3.065,95	77,48	96,59	74,84
21	7,47	6.888	5	96,24	111,72	2.455,27	2.850,11	3.530,95	80,72	86,15	69,54
22	7,47	7.272	5	96,49	107,99	2.598,87	2.908,62	3.629,00	80,15	89,35	71,61
23	7,47	7.292	5	96,51	107,79	2.606,38	2.911,17	3.634,11	80,11	89,53	71,72
24	7,47	7.125	5	96,40	109,45	2.543,77	2.888,35	3.591,47	80,42	88,07	70,83
9 junio											
1	4,26	6.197	4	95,82	103,00	2.199,17	2.364,10	3.000,08	78,80	93,02	73,30
2	4,26	6.046	4	95,73	105,04	2.143,65	2.352,12	2.961,52	79,42	91,14	72,38
3	4,26	5.689	4	95,54	109,59	2.012,97	2.309,05	2.870,36	80,44	87,18	70,13
4	4,26	5.310	4	95,34	114,00	1.875,05	2.242,01	2.773,59	80,83	83,63	67,60
5	4,26	4.851	3	95,12	99,18	1.709,07	1.781,86	2.301,96	77,41	95,92	74,24
6	4,26	4.369	3	94,92	107,90	1.535,91	1.745,91	2.178,88	80,13	87,97	70,49
7	4,26	3.749	3	94,68	117,31	1.314,70	1.628,81	2.020,57	80,61	80,72	65,07
8	4,26	2.847	2	94,41	109,53	995,47	1.154,90	1.435,82	80,43	86,20	69,33
9	7,47	1.975	2	94,21	126,32	689,13	923,99	1.213,16	76,16	74,58	56,80
10	7,47	1.512	1	94,13	105,01	527,13	588,08	740,51	79,42	89,64	71,18
11	12,70	925	1	94,06	127,98	322,24	438,46	590,62	74,24	73,49	54,56
12	12,70	901	1	94,06	128,57	313,87	429,05	584,49	73,41	73,15	53,70
13	12,70	1.223	1	94,09	118,37	426,21	536,18	666,71	80,42	79,49	63,93
14	12,70	2.018	2	94,22	125,70	704,22	939,50	1.224,14	76,75	74,96	57,53
15	7,47	4.278	3	94,90	109,40	1.503,57	1.733,45	2.155,65	80,41	86,74	69,75
16	7,47	4.854	3	95,14	99,12	1.710,42	1.781,91	2.302,72	77,38	95,99	74,28
17	7,47	5.364	4	95,38	113,40	1.894,94	2.252,84	2.787,38	80,82	84,11	67,98
18	7,47	5.578	4	95,49	110,92	1.972,78	2.291,62	2.842,02	80,63	86,09	69,41
19	7,47	5.628	4	95,52	110,33	1.991,00	2.299,70	2.854,79	80,56	86,58	69,74
20	7,47	5.995	4	95,71	105,71	2.125,20	2.347,22	2.948,50	79,61	90,54	72,08
21	7,47	6.397	4	95,94	100,20	2.273,15	2.373,99	3.051,15	77,81	95,75	74,50
22	7,47	6.754	5	96,16	112,96	2.405,41	2.825,55	3.496,73	80,81	85,13	68,79
23	7,47	6.772	5	96,17	112,79	2.412,10	2.828,97	3.501,33	80,80	85,26	68,89
24	7,47	6.617	4	96,08	96,98	2.354,55	2.376,69	3.107,32	76,49	99,07	75,77

Los datos presentados para cada hora *i* son: Te·K_{pi} = precio del kWh considerando junto con el precio del término de energía los complementos tarifarios correspondientes a la discriminación horaria tipo 3 y a la estacionalidad; Dem = demanda de agua de la red de distribución; n = número de grupos motor-bombas funcionado; H_{nec} = altura de energía necesaria en el sistema de impulsión a la balsa; H_{real} = altura de energía real que dan las bombas; P_n = potencia necesaria; P_s = potencia suministrada; P = potencia absorbida por las bombas; η = rendimiento global; η_{reg} = rendimiento de regulación y η_{inst} = rendimiento de la instalación

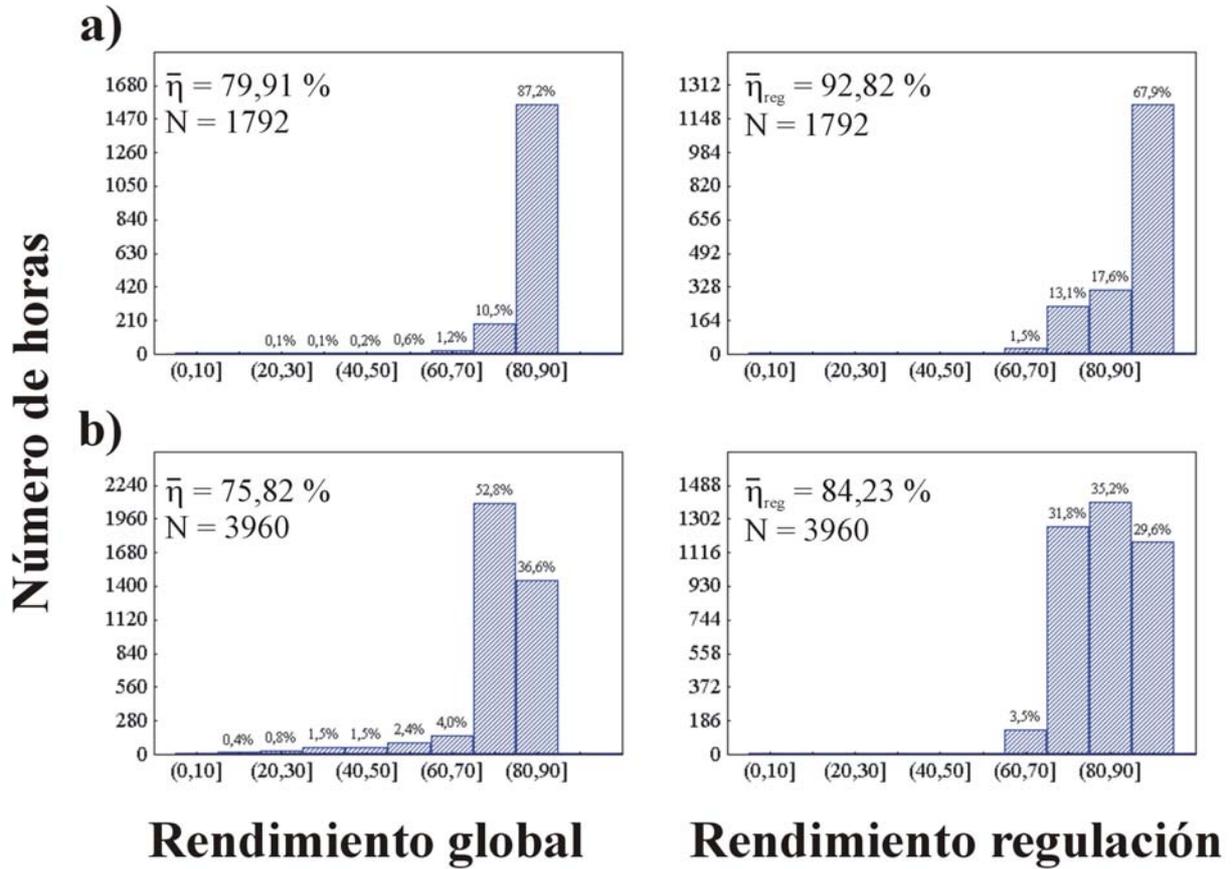


Figura 5.23. Distribución de frecuencias de los rendimientos global y de regulación de: a) estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación y b) estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución. N es el número de horas de funcionamiento de los grupos, $\bar{\eta}$ es el rendimiento global medio y $\bar{\eta}_{reg}$ es el rendimiento de regulación medio

La comparación de las distribuciones de frecuencia de los rendimientos global y de regulación de ambas estaciones de bombeo es difícil. Si se consideran como muestras estadísticas, se procede en primer lugar a homogeneizar el número de horas de funcionamiento para así tener muestras comparables. De este modo, si para $N = 1.792$ horas el 10,5 % de los datos (188) se encuentran en el intervalo (70,80], para $N = 3.960$ horas el número de datos en ese intervalo es de 416. Posteriormente, se realiza el test χ^2 de homogeneidad de varias muestras (Martín y Luna, 1994), mostrando discrepancias significativas tanto en las distribuciones del rendimiento global ($\chi^2 = 4.379,724$; $P_\alpha < 0,001$) como en las distribuciones del rendimiento de regulación ($\chi^2 = 2.791,661$; $P_\alpha < 0,001$) de ambas estaciones. Estos resultados sugieren que en los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación se consiguen mejores rendimientos.

Asimismo, se ha analizado, para las dos estaciones de bombeo, la incorporación de un accionamiento de variación de velocidad para así suministrar los caudales demandados con la altura de energía necesaria (H_{nec}), manteniendo las mismas combinaciones de bombeo anteriores, y así comparar resultados. El caudal suministrado por las bombas de velocidad fija (BVF) (Q_{BVF} , tabla 5.13) se resta al total impulsado en una hora (E_i , tabla 5.11), resultando el caudal que trasiega por la bomba de velocidad variable (BVV) (Q_{BVV} , tabla 5.13). Su velocidad de giro ($N_g = \alpha N_o$; $N_o = 1.480$ rpm) se obtiene con (5.51) y la potencia absorbida (P_{BVV} , tabla 5.13) con (5.52):

$$H = 103,2379 \alpha^2 + 0,013069 \alpha Q - 0,00002 Q^2 \quad (5.51)$$

$$P = 261,3193 \alpha^2 + 0,241801 \alpha Q - 0,0000408 Q^2 \quad (5.52)$$

En los días 8 y 9 de junio (tabla 5.13), el funcionamiento durante las ocho horas bonificadas de tarifa eléctrica es exactamente igual al caso anterior con todas las bombas de velocidad fija (tabla 5.11), ya que la BVV se comporta como una BVF funcionando a velocidad de giro nominal ($\alpha = 1$). En horas llano si que se consigue una disminución de las potencias absorbidas, siendo ésta del orden del 14 % en el período de 9 a 10 horas (hora 10 de las tablas 5.11 y 5.13) en el cual se tienen los menores rendimientos de regulación cuando todas las bombas son de velocidad fija. Sin embargo, la disminución de potencias absorbidas en las otras dos horas llano es menor (media \pm desviación típica: $3,39 \pm 2,01$ %) ya que con todas las BVF se tienen ya altos rendimientos de regulación. Cabe señalar que en la hora 10 el rendimiento de la BVV es bajo al tener que funcionar ésta con bajo caudal.

Los diagramas de frecuencias del rendimiento global de las BVF y de la BVV, de la estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación, durante toda la temporada de riegos se presentan en la figura 5.24. De las 1.652 horas de funcionamiento de las bombas de velocidad fija, el 43,7 % tienen rendimientos comprendidos en el intervalo (70,80] y el 56,3 % en el intervalo (80,90]. Sin embargo, en las 1.792 horas de funcionamiento de la bomba de velocidad variable, hay una mayor heterogeneidad en la distribución de los rendimientos. Los rendimientos medios de las BVF y de la BVV son de 79,91 % y de 68,63 %, respectivamente.

El coste del consumo de energía eléctrica en esta estación de bombeo con una bomba de velocidad variable resulta de 24.762.575 pta/año, lo que implica sólo una disminución del coste del 2,5 % con respecto al coste de la estación con todas las bombas de velocidad fija (25.386.023 pta/año).

El mismo procedimiento anterior se sigue con el rebombeo a la red de distribución, mostrándose los resultados de algunas horas de la temporada de riegos en la tabla 5.14, y siendo las curvas características de la BVV las siguientes:

$$H = 130,8914 \alpha^2 + 0,0188707 \alpha Q - 0,0000238 Q^2 \quad (5.53)$$

$$P = 354,4322 \alpha^2 + 0,255341 \alpha Q - 8,93 \cdot 10^{-19} Q^2 \quad (5.54)$$

De este modo, en los días 8 y 9 de junio (tabla 5.14) las mayores disminuciones de potencias absorbidas ($15,08 \pm 4,59$ %), se presentan en las horas punta de tarifa eléctrica (de 10 a 14 horas) que son las que muestran los menores rendimientos de regulación cuando todas las bombas son de velocidad fija (tabla 5.12). Los mejores rendimientos de regulación con todas las bombas de velocidad fija en las horas valle y llano implican disminuciones de potencias absorbidas menores ($3,81 \pm 1,98$ %) al incluir una bomba de velocidad variable. En la tabla 5.14 se relacionan algunas horas con bajos rendimientos de la BVV al tener que funcionar ésta con bajo caudal para así adaptar su funcionamiento al de las BVF y conseguir funcionar el conjunto sobre la curva característica de la red de distribución.

Los diagramas de frecuencias del rendimiento global de las BVF y de la BVV, de la estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución, durante toda la temporada de riegos se muestran en la figura 5.24. Las 2.842 horas de funcionamiento de las bombas de velocidad fija tienen rendimientos comprendidos en el intervalo (70,80]. De las 3.960 horas de funcionamiento de la bomba de velocidad variable, el 30,4 % tienen rendimientos menores o iguales al 50%, el 12,6 % tienen rendimientos comprendidos en el intervalo (50,60], el 17,1 % en el intervalo (60,70] y el 39,8 % en el intervalo (70,80]. Los rendimientos medios de las BVF y de la BVV son de 75,80 % y de 56,68 %, respectivamente.

El coste del consumo de energía eléctrica en la estación de rebombeo con una bomba de velocidad variable resulta de 47.063.968 pta/año, lo que implica una disminución del coste del 7 % con respecto al coste de la estación con todas las bombas de velocidad fija (50.605.021 pta/año).

Tabla 5.13. Regulación escalonada de los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación en las mismas horas de la temporada de riegos de la tabla 5.11

Hora	n_{BVF}	Q_{BVF} (m ³ /h)	P_{BVF} (CV)	η_{BVF} (%)	n_{BVV}	Q_{BVV} (m ³ /h)	α	N_g (rpm)	P_{BVV} (CV)	η_{BVV} (%)	P (CV)
8 junio											
1	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
2	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
3	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
4	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
5	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
6	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
7	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
8	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
9	1	1.614,38	545,34	79,17	1	1.451,62	0,96	1.428	495,74	78,31	1.041,08
10	1	1.616,43	545,57	79,13	1	509,57	0,83	1.234	273,73	49,71	819,30
11	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
12	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
13	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
14	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
15	3	4.807,49	1.632,09	79,45	1	1.418,51	0,96	1.422	488,49	78,32	2.120,58
16	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
17	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
18	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
19	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
20	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
21	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
22	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
23	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
24	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
9 junio											
1	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
2	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
3	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
4	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
5	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
6	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
7	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
8	7	10.913,40	3.773,91	80,33	1	1.558,60	1,00*	1.480	538,99	80,33	4.312,90
9	1	1.614,92	545,40	79,16	1	1.232,08	0,92	1.364	434,65	75,78	980,05
10	1	1.616,69	545,60	79,12	1	358,31	0,83	1.225	245,67	38,94	791,27
11	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
12	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
13	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
14	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
15	1	1.614,36	545,34	79,17	1	1.460,64	0,97	1.430	498,40	78,38	1.043,74
16	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
17	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
18	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
19	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
20	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
21	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
22	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
23	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---
24	0	---	---	---	0	---	---	---	---	---	---

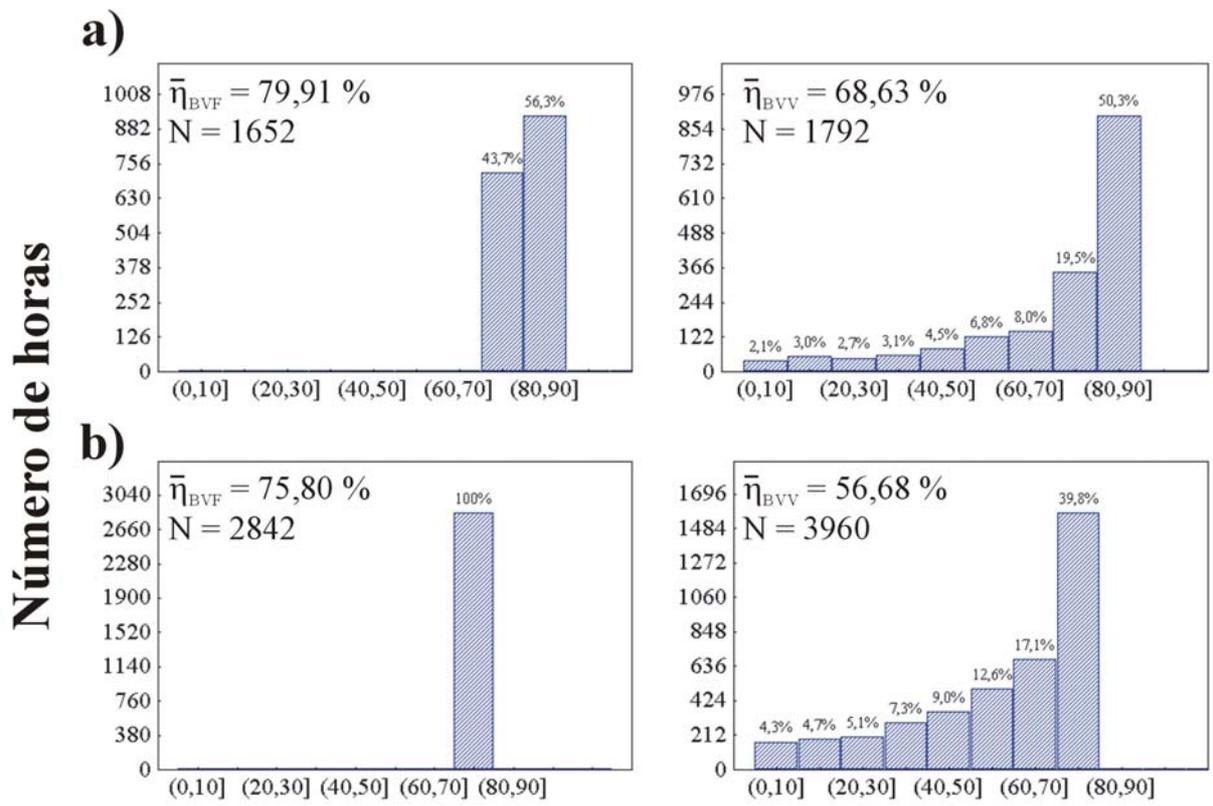
Los datos presentados para cada hora i son: n_{BVF} y n_{BVV} = número de grupos motor-bombas de velocidad fija (BVF) y de velocidad variable (BVV) funcionando; Q_{BVF} y Q_{BVV} = caudales impulsados a la balsa de regulación por las BVF y por la BVV; P_{BVF} y P_{BVV} = potencias absorbidas por las BVF y por la BVV; η_{BVF} y η_{BVV} = rendimientos de las BVF y de la BVV; α = relación entre la velocidad de giro (N_g) y la velocidad de giro nominal ($N_o = 1.480$ rpm) y P = potencia total absorbida por las bombas

* La BVV está funcionando a velocidad de giro nominal ($N_g = N_o = 1.480$ rpm)

Tabla 5.14. Regulación escalonada de los grupos de bombeo que impulsan directamente a la red de distribución en las mismas horas de la temporada de riegos de la tabla 5.12

Hora	n_{BVF}	Q_{BVF} (m ³ /h)	P_{BVF} (CV)	η_{BVF} (%)	n_{BVV}	Q_{BVV} (m ³ /h)	α	N_g (rpm)	P_{BVV} (CV)	η_{BVV} (%)	P (CV)
8 junio											
1	3	5.006,44	2.341,65	76,10	1	1.666,56	0,99	1.479	779,45	76,10	3.121,10
2	3	5.011,36	2.342,90	76,05	1	1.499,64	0,96	1.430	700,82	76,08	3.043,72
3	3	5.022,52	2.345,75	75,95	1	1.104,48	0,90	1.332	541,01	72,42	2.886,76
4	3	5.033,62	2.348,59	75,85	1	684,38	0,85	1.265	408,42	59,30	2.757,01
5	3	5.045,97	2.351,74	75,73	1	178,03	0,84	1.249	290,78	21,61	2.642,52
6	2	3.371,82	1.569,83	75,62	1	1.332,18	0,93	1.380	625,54	74,98	2.195,37
7	2	3.380,64	1.572,08	75,49	1	656,36	0,85	1.258	398,35	57,85	1.970,43
8	1	1.695,51	787,37	75,34	1	1.370,49	0,94	1.387	639,14	75,02	1.426,51
9	1	1.699,17	788,30	75,24	1	426,83	0,84	1.240	339,95	43,82	1.128,25
10	0	---	---	---	1	1.628,00	0,98	1.458	753,23	75,37	753,23
11	0	---	---	---	1	996,00	0,88	1.301	497,48	69,75	497,48
12	0	---	---	---	1	970,00	0,88	1.296	488,88	69,12	488,88
13	0	---	---	---	1	1.316,00	0,93	1.371	615,42	74,53	615,42
14	1	1.698,97	788,25	75,24	1	474,03	0,84	1.241	350,92	47,16	1.139,17
15	2	3.372,70	1.570,05	75,61	1	1.234,30	0,92	1.356	586,56	74,07	2.156,61
16	3	5.045,18	2.351,54	75,74	1	181,82	0,84	1.249	291,57	22,01	2.643,11
17	3	5.031,45	2.348,03	75,87	1	744,55	0,86	1.272	425,30	61,98	2.773,33
18	3	5.025,29	2.346,46	75,93	1	980,71	0,88	1.308	498,22	69,78	2.844,68
19	3	5.023,81	2.346,08	75,94	1	1.036,19	0,89	1.319	517,01	71,07	2.863,09
20	3	5.012,57	2.343,21	76,04	1	1.442,43	0,96	1.414	675,46	75,91	3.018,67
21	4	6.665,89	3.119,80	76,16	1	222,11	0,85	1.253	302,21	26,20	3.422,01
22	4	6.649,36	3.115,58	76,27	1	622,64	0,86	1.265	395,00	56,33	3.510,58
23	4	6.648,47	3.115,36	76,28	1	643,53	0,86	1.267	400,55	57,42	3.515,91
24	4	6.655,79	3.117,23	76,23	1	469,21	0,85	1.255	356,48	46,99	3.473,71
9 junio											
1	3	5.020,54	2.345,25	75,97	1	1.176,46	0,91	1.348	567,46	73,57	2.912,71
2	3	5.024,78	2.346,33	75,93	1	1.021,22	0,89	1.316	511,83	70,74	2.858,16
3	3	5.034,38	2.348,78	75,84	1	654,62	0,85	1.262	400,34	57,86	2.749,12
4	3	5.043,90	2.351,21	75,75	1	266,10	0,84	1.246	308,49	30,46	2.659,7
5	2	3.369,69	1.569,28	75,65	1	1.481,31	0,96	1.420	689,31	75,71	2.258,59
6	2	3.376,42	1.571,00	75,56	1	992,58	0,88	1.305	499,34	69,88	2.070,34
7	2	3.384,02	1.572,94	75,45	1	364,98	0,84	1.241	327,50	39,08	1.900,44
8	1	1.696,49	787,61	75,31	1	1.150,51	0,90	1.334	552,75	72,78	1.340,36
9	1	1.699,66	788,42	75,22	1	275,34	0,84	1.239	307,06	31,29	1.095,48
10	0	---	---	---	1	1.512,00	0,96	1.424	699,26	75,38	699,26
11	0	---	---	---	1	925,00	0,87	1.289	474,33	67,94	474,33
12	0	---	---	---	1	901,00	0,87	1.285	466,74	67,25	466,74
13	0	---	---	---	1	1.223,00	0,91	1.348	578,78	73,64	578,78
14	1	1.699,47	788,38	75,23	1	318,53	0,84	1.238	316,10	35,16	1.104,48
15	2	3.377,14	1.571,19	75,54	1	900,86	0,87	1.290	469,60	67,42	2.040,79
16	2	3.369,15	1.569,15	75,66	1	1.484,85	0,96	1.421	690,95	75,73	2.260,1
17	3	5.041,88	2.350,70	75,77	1	322,12	0,84	1.246	320,35	35,52	2.671,05
18	3	5.036,56	2.349,34	75,82	1	541,44	0,85	1.253	371,09	51,60	2.720,43
19	3	5.035,29	2.349,01	75,83	1	592,71	0,85	1.257	384,08	54,59	2.733,09
20	3	5.025,59	2.346,54	75,92	1	969,41	0,88	1.306	494,47	69,50	2.841,01
21	3	5.014,27	2.343,64	76,03	1	1.382,73	0,94	1.398	649,80	75,62	2.993,44
22	4	6.671,44	3.121,22	76,12	1	82,56	0,85	1.261	275,19	10,68	3.396,41
23	4	6.670,70	3.121,03	76,13	1	101,30	0,85	1.259	278,68	12,95	3.399,71
24	3	5.007,75	2.341,98	76,09	1	1.609,25	0,99	1.462	751,71	76,18	3.093,69

Los datos presentados para cada hora i son: n_{BVF} y n_{BVV} = número de grupos motor-bombas de velocidad fija (BVF) y de velocidad variable (BVV) funcionando; Q_{BVF} y Q_{BVV} = caudales impulsados a la red de distribución por las BVF y por la BVV; P_{BVF} y P_{BVV} = potencias absorbidas por las BVF y por la BVV; η_{BVF} y η_{BVV} = rendimientos de las BVF y de la BVV; α = relación entre la velocidad de giro (N_g) y la velocidad de giro nominal ($N_o = 1.480$ rpm) y P = potencia total absorbida por las bombas



Rendimiento global

Figura 5.24. Distribución de frecuencias del rendimiento global de las bombas de velocidad fija (BVF) y de la bomba de velocidad variable (BVV) de: a) estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación y b) estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución. N es el número de horas de funcionamiento de los grupos, $\bar{\eta}_{BVF}$ es el rendimiento global medio de los grupos de velocidad fija y $\bar{\eta}_{BVV}$ es el rendimiento global medio de los grupos de velocidad variable

Para comparar las distribuciones de frecuencia del rendimiento global de las bombas de velocidad fija y de las bombas de velocidad variable de ambas estaciones de bombeo, se procede en primer lugar a homogeneizar el número de horas de funcionamiento para así tener muestras comparables. Posteriormente, se realiza el test χ^2 de homogeneidad de varias muestras (Martín y Luna, 1994), mostrando diferencias significativas tanto en las distribuciones del rendimiento global de las bombas de velocidad fija ($\chi^2 = 900,8259$; $P_\alpha < 0,001$) como en las distribuciones del rendimiento global de las bombas de velocidad variable ($\chi^2 = 1.005,954$; $P_\alpha < 0,001$) de ambas estaciones. Estos resultados sugieren que en los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación se consiguen mejores rendimientos, al igual que cuando todos los grupos son de velocidad fija.

5.4.2.2. Potencia/s a contratar y acometida eléctrica en el sistema de impulsión

El modo 5A de facturar la potencia es el más idóneo en este caso para la tarifa 2.3 con discriminación horaria tipo 3 y complemento de estacionalidad. Con este modo se tiene una potencia facturada de 26.725 kW lo que supone un coste de 15.046.679 pta/año (tabla 5.10). Las potencias máximas demandadas en cada mes y en cada período de discriminación horaria de la temporada de riego se relacionan en la tabla 5.15. En el caso en estudio se cumple que las mayores potencias mensuales se demandan en período valle, y que todas las potencias máximas mensuales demandadas en período llano son mayores que las potencias máximas mensuales demandadas en período punta, lo que supone la coincidencia de estas potencias máximas en el período llano-punta considerado en el modo 3 y en el período llano del modo 4.

Tabla 5.15. Potencias mensuales máximas demandadas (kW) en los períodos de discriminación horaria valle, llano y punta por ambas estaciones de bombeo

Meses	Períodos de discriminación horaria		
	Valle	Llano	Punta
Enero	0	0	0
Febrero	0	0	0
Marzo	3.201	486	485
Abril	4.177	1.047	417
Mayo	5.218	2.137	847
Junio	6.850	6.404	2.428
Julio	6.818	6.397	2.418
Agosto	5.844	3.963	966
Septiembre	4.742	1.640	516
Octubre	0	0	0
Noviembre	0	0	0
Diciembre	0	0	0

En las tablas 5.16(a) y 5.16(b) se comparan los modos posibles de facturar la potencia con el tipo de tarifa eléctrica y los complementos seleccionados como óptimos. Se muestran las potencias máximas demandadas y las potencias óptimas a contratar en cada período horario, así como las potencias a facturar y sus costes respectivos, tanto si se contratan las potencias máximas demandadas como si se contratan las potencias óptimas resultantes del modelo desarrollado.

Tabla 5.16(a). Comparación de los modos posibles de contratar la potencia para el contrato del suministro eléctrico seleccionado como óptimo

Modos de facturar la potencia		Coste (pta/año)	
Modo 1	Potencia máxima demandada (kW)	6.850	
	Potencia a contratar (kW)	6.850	
	Potencia a facturar (kW)	82.209	46.283.746
Modo 2	Potencia máxima demandada (kW)	6.850	
	Potencia a facturar (kW)	71.915	40.487.864
	Potencia óptima a contratar (kW)	6.063	
	Potencia óptima a facturar (kW)	70.100	39.466.373
Modo 3	Potencia máxima demandada en valle (kW)	6.850	
	Potencia máxima demandada en llano-punta (kW)	6.404	
	Potencia a facturar (kW)	68.171	38.380.217
	Potencia óptima a contratar en valle (kW)	5.510	
	Potencia óptima a contratar en llano-punta (kW)	4.211	
	Potencia óptima a facturar (kW)	63.246	35.607.854
Modo 4	Potencia máxima demandada en valle (kW)	6.850	
	Potencia máxima demandada en llano (kW)	6.404	
	Potencia máxima demandada en punta (kW)	2.428	
	Potencia a facturar (kW)	47.295	26.627.310
	Potencia óptima a contratar en valle (kW)	5.799	
	Potencia óptima a contratar en llano (kW)	5.196	
	Potencia óptima a contratar en punta (kW)	2.162	
	Potencia óptima a facturar (kW)	45.232	25.465.804

Se presenta para cada modo las potencias máximas registradas por los maxímetros y las potencias óptimas a contratar en cada período horario, así como las potencias a facturar y sus costes respectivos, tanto si se contratan las potencias máximas demandadas como si se contratan las potencias óptimas

La potencia máxima demandada por las dos estaciones de bombeo durante la campaña de riegos es de 6.850 kW (tabla 5.15), que es la potencia a facturar cada mes en el modo 1 (sin maxímetro) con un coste de 46.283.746 pta/año. En el modo 2 (un maxímetro) la potencia a facturar durante todo el año es de 71.915 kW si se contrata la potencia máxima demandada, mientras que toma un valor óptimo de 70.100 kW si se contratan 6.063 kW, lo que supone una disminución del 2,5 % en el coste del término de potencia en el modo 2 y del 15 % con respecto al modo 1. En el modo 3 (dos maxímetros), mientras que las potencias máximas demandadas en horas valle y en horas llano-punta son de 6.850 kW y 6.404 kW, respectivamente, las potencias a

contratar más económicas son de 5.510 kW y 4.211 kW, respectivamente, lo que representa una disminución del coste del 7,2 % al contratar las potencias óptimas en vez de las máximas demandadas y del 23 % con respecto a contratar la potencia máxima demandada durante toda la temporada de riegos (modo 1). El modo 4 (tres maxímetros) con períodos de discriminación horaria valle, llano y punta, y potencias máximas demandadas de 6.850 kW, 6.404 kW y 2.428 kW, respectivamente, tiene unas potencias óptimas a contratar de 5.799 kW, 5.196 kW y 2.162 kW, lo que implica una disminución de la potencia facturada del 4,4 %. El coste del término de potencia es 45 % menor que en el modo 1 (tabla 5.16(a)).

Tabla 5.16(b). Comparación de los modos posibles de contratar la potencia para el contrato del suministro eléctrico seleccionado como óptimo

Modos de facturar la potencia		Coste (pta/año)	
Modo 5A	Potencia máxima demandada en punta en temporada alta (kW)	0	
	Potencia máxima demandada en llano en temporada alta (kW)	0	
	Potencia máxima demandada en punta en temporada media (kW)	2.418	
	Potencia máxima demandada en llano en temporada media (kW)	6.397	
	Potencia máxima demandada en punta en temporada baja y en valle en temporada alta (kW)	2.428	
	Potencia máxima demandada en valle en temporada media, y en llano y en valle en temporada baja (kW)	6.850	
	Potencia a facturar (kW)	29.105	16.386.306

	Potencia óptima a contratar en punta en temporada alta (kW)	1	
	Potencia óptima a contratar en llano en temporada alta (kW)	1	
	Potencia óptima a contratar en punta en temporada media (kW)	2.359	
	Potencia óptima a contratar en llano en temporada media (kW)	6.397	
	Potencia óptima a contratar en punta en temporada baja y en valle en temporada alta (kW)	424	
	Potencia óptima a contratar en valle en temporada media y en llano y valle en temporada baja (kW)	6.850	
Potencia óptima a facturar (kW)	26.725	15.046.679	
Modo 5B*	Potencia máxima demandada en temporada alta (kW)	0	
	Potencia máxima demandada en temporada media (kW)	6.818	
	Potencia máxima demandada en temporada baja (kW)	6.850	
	Potencia a contratar en temporada alta (kW)	1	
	Potencia a contratar en temporada media (kW)	6.818	
	Potencia a contratar en temporada baja (kW)	6.850	
	Potencia a facturar (kW)	61.367	34.549.973

Se presenta para el modo5 (tipos A y B) las potencias máximas registradas por los maxímetros y las potencias óptimas a contratar en cada período horario, así como las potencias a facturar y sus costes respectivos, tanto si se contratan las potencias máximas demandadas como si se contratan las potencias óptimas

* En el modo 5B las potencias máximas demandadas coinciden con las potencias óptimas a contratar

Asimismo, el complemento de estacionalidad permite la posibilidad de facturar la potencia con el modo 5 (tabla 5.16(b)). En el tipo A, las potencias máximas demandadas en los seis periodos horarios a considerar son: 0 kW en horas punta de temporada alta, 0 kW en horas llano de temporada alta, 2.418 kW en horas punta de temporada media, 6.397 kW en horas llano de temporada media, 2.428 kW en horas punta de temporada baja y en horas valle de temporada alta y, 6.850 kW en horas valle de temporada media y en llano y valle de temporada baja. Si se contratan estas potencias hay que facturar 29.105 kW. Las potencias óptimas a contratar son de 1 kW, 1 kW, 2.359 kW, 6.397 kW, 424 kW y 6.850 kW, respectivamente, con una potencia a facturar un 8,2 % menor a la anterior y con una disminución del coste del 67 % con respecto al modo 1. Únicamente, coinciden las potencias máximas con las potencias a contratar en el período llano de temporada media y en el período de horas valle de temporada media y de horas llano y valle de temporada baja. En el tipo B, las potencias máximas demandadas en las temporadas alta, media y baja son de 0 kW, 6.818 kW y 6.850 kW, respectivamente, coincidiendo con las óptimas a contratar, excepto para la temporada alta que se ha de contratar el mínimo de 1 kW por imposiciones de la compañía suministradora de energía eléctrica. El coste del modo 5B es el 25 % menor al del modo 1.

De esta forma, si en el modo 2 en vez de contratar la potencia máxima de 6.850 kW se contrata la óptima de 6.063 kW, se tienen menores potencias facturadas en todos los meses excepto en agosto, que es de 5.844 kW para ambas alternativas, y en junio y julio donde se penaliza por sobrepasar las potencias máximas demandadas el 105 % de la potencia contratada (tabla 5.17) con unas potencias facturadas de 7.817 kW y 7.721 kW, respectivamente. En el modo 3 las potencias óptimas a contratar suponen menores potencias facturadas en todos los meses del año menos en junio y julio, en los que las penalizaciones por sobrepasar el 1,05 de las potencias contratadas dan potencias facturadas de 10.368 kW y 10.347 kW, respectivamente. En agosto, aunque la potencia a considerar en horas valle (P_3) tenga recargo, la potencia a facturar resulta menor que si se contratan las máximas demandadas. Igualmente en el modo 4 los meses de junio y julio son los que tienen las penalizaciones al contratar las potencias óptimas ($P_{Fjunio} = 5.536$ kW y $P_{Fjulio} = 5.495$ kW), mientras que el resto de los meses tienen menores potencias facturadas. En el modo 5A sólo difiere la potencia a considerar en el período 5 (horas punta de temporada baja y horas valle de temporada alta) ya que la penalización implica pasar de 2.428 kW a 6.394 kW. En el modo 5B las potencias máximas demandadas coinciden con las óptimas a contratar.

Por otro lado y como ya se comentó en la metodología (apartado 5.3.6), hay que definir en el contrato con la compañía suministradora de energía eléctrica la potencia máxima admisible técnicamente en la instalación o potencia solicitada en la acometida eléctrica. Los resultados obtenidos sugieren unas potencias solicitadas en las inversiones de extensión y de responsabilidad de 6.850 kW y 6.404 kW, respectivamente. Como el tipo 3 de discriminación horaria es el óptimo, se tienen los periodos tarifarios valle, llano y punta, con potencias máximas demandadas de 6.850 kW, 6.404 kW y 2.428 kW (tabla 5.15), respectivamente. De este modo la potencia solicitada en las inversiones de extensión es la máxima demandada en la instalación y, a

su vez, es la máxima demandada en período valle, por lo que la potencia solicitada en las instalaciones de responsabilidad es la potencia máxima demandada en período llano, al ser ésta mayor que la potencia máxima demandada en período punta.

Tabla 5.17. Límites del +5 y -15 por 100 de la potencia contratada (P_C) para cada uno de los modos posibles de facturar la potencia considerando como potencias a contratar las máximas demandadas y las óptimas

Modos	Discriminación	Potencias máximas a contratar			Potencias óptimas a contratar		
		P_C (kW)	0,85 P_C (kW)	1,05 P_C (kW)	P_C (kW)	0,85 P_C (kW)	1,05 P_C (kW)
2	---	6.850	5.822,5	7.192,5	6.063	5.153,6	6.366,2
3	Valle	6.850	5.822,5	7.192,5	5.510	4.683,5	5.785,5
	Llano-punta	6.404	5.443,4	6.724,2	4.211	3.579,4	4.421,6
4	Valle	6.850	5.822,5	7.192,5	5.799	4.929,2	6.089,0
	Llano	6.404	5.443,4	6.724,2	5.196	4.416,6	5.455,8
	Punta	2.428	2.063,8	2.549,4	2.162	1.837,7	2.270,1
5A	1	1	0,85	1,05	1	0,85	1,05
	2	1	0,85	1,05	1	0,85	1,05
	3	2.418	2.055,3	2.538,9	2.359	2.005,2	2.477,0
	4	6.397	5.437,5	6.716,9	6.397	5.437,5	6.716,9
	5	2.428	2.063,8	2.549,4	424	360,4	445,2
	6	6.850	5.822,5	7.192,5	6.850	5.822,5	7.192,5
5B	Alta	1	0,85	1,05	1	0,85	1,05
	Media	6.818	5.795,3	7.158,9	6.818	5.795,3	7.158,9
	Baja	6.850	5.822,5	7.192,5	6.850	5.822,5	7.192,5

Las potencias máximas demandadas en cada mes y en cada período de discriminación horaria de la temporada de riegos para ambas estaciones de bombeo reguladas cada una con una bomba de velocidad variable se relacionan en la tabla 5.18. Al igual que cuando todos los grupos son de velocidad fija, se cumple que las mayores potencias mensuales se demandan en período valle, y que todas las potencias máximas mensuales demandadas en período llano son mayores a las potencias máximas mensuales demandadas en período punta, lo que supone la coincidencia de estas potencias en el período llano-punta considerado en el modo 3 y en el período llano del modo 4.

En las tablas 5.19(a) y 5.19(b) se comparan los modos posibles de facturar la potencia con el tipo de tarifa eléctrica y los complementos seleccionados como óptimos en el caso de la regulación con una bomba de velocidad variable en ambas estaciones de bombeo. Se muestran las potencias máximas demandadas y las potencias óptimas a contratar en cada período horario, así como las potencias a facturar y sus costes respectivos, tanto si se contratan las potencias máximas demandadas como si se contratan las potencias óptimas resultantes del modelo desarrollado. El menor coste de la potencia facturada se tiene para el modo 5A, al igual que ocurre cuando todos los grupos son de velocidad fija.

Tabla 5.18. Potencias máximas mensuales demandadas (kW) en los periodos de discriminación horaria valle, llano y punta por ambas estaciones de bombeo cuando están reguladas cada una con una bomba de velocidad variable

Períodos de discriminación horaria			
Meses	Valle	Llano	Punta
Enero	0	0	0
Febrero	0	0	0
Marzo	3.140	418	417
Abril	4.089	973	328
Mayo	5.134	2.050	772
Junio	6.781	5.553	1.094
Julio	6.540	5.517	1.076
Agosto	5.757	3.663	874
Septiembre	4.653	1.575	466
Octubre	0	0	0
Noviembre	0	0	0
Diciembre	0	0	0

Tabla 5.19(a). Comparación de los modos posibles de contratar la potencia para el contrato del suministro eléctrico seleccionado como óptimo en el caso de la regulación escalonada con una bomba de velocidad variable en ambas estaciones de bombeo

Modos de facturar la potencia		Coste (pta/año)	Ahorro respecto BVF (%)	
Modo 1	Potencia máxima demandada (kW)	6.781		
	Potencia a contratar (kW)	6.781		
	Potencia a facturar (kW)	81.372	45.812.436	1,02
Modo 2	Potencia máxima demandada (kW)	6.781		
	Potencia a facturar (kW)	70.964	39.952.948	1,32
	Potencia óptima a contratar (kW)	5.475		
	Potencia óptima a facturar (kW)	65.106	36.655.200	7,12
Modo 3	Potencia máxima demandada en valle (kW)	6.781		
	Potencia máxima demandada en llano-punta (kW)	5.553		
	Potencia a facturar (kW)	60.805	34.233.343	10,80
	Potencia óptima a contratar en valle (kW)	4.431		
	Potencia óptima a contratar en llano-punta (kW)	2.412		
	Potencia óptima a facturar (kW)	51.659	29.084.571	18,32
Modo 4	Potencia máxima demandada en valle (kW)	6.781		
	Potencia máxima demandada en llano (kW)	5.553		
	Potencia máxima demandada en punta (kW)	1.094		
	Potencia a facturar (kW)	37.409	21.061.517	20,90
	Potencia óptima a contratar en valle (kW)	4.888		
	Potencia óptima a contratar en llano (kW)	3.427		
	Potencia óptima a contratar en punta (kW)	735		
	Potencia óptima a facturar (kW)	32.848	18.493.721	27,38

Se presenta para cada modo las potencias máximas registradas por los maxímetros y las potencias óptimas a contratar en cada periodo horario, así como las potencias a facturar y sus costes respectivos, tanto si se contratan las potencias máximas demandadas como si se contratan las potencias óptimas. En la última columna se indica, para cada alternativa de facturar la potencia, la disminución de costes con respecto a cuando todos los grupos son de velocidad fija en ambas estaciones de bombeo (tabla 5.16(a))

Tabla 5.19(b). Comparación de los modos posibles de contratar la potencia para el contrato del suministro eléctrico seleccionado como óptimo en el caso de la regulación escalonada con una bomba de velocidad variable en ambas estaciones de bombeo

Modos de facturar la potencia		Coste (pta/año)	Ahorro respecto BVF (%)
Modo 5A	Potencia máxima demandada en punta en temporada alta (kW)	0	
	Potencia máxima demandada en llano en temporada alta (kW)	0	
	Potencia máxima demandada en punta en temporada media (kW)	1.076	
	Potencia máxima demandada en llano en temporada media (kW)	5.517	
	Potencia máxima demandada en punta en temporada baja y en valle en temporada alta (kW)	1.094	
	Potencia máxima demandada en valle en temporada media, y en llano y en valle en temporada baja (kW)	6.781	
	Potencia a facturar (kW)	23.195	13.059.304
Modo 5B*	Potencia óptima a contratar en punta en temporada alta (kW)	1	
	Potencia óptima a contratar en llano en temporada alta (kW)	1	
	Potencia óptima a contratar en punta en temporada media (kW)	1.076	
	Potencia óptima a contratar en llano en temporada media (kW)	5.517	
	Potencia óptima a contratar en punta en temporada baja y en valle en temporada alta (kW)	1	
	Potencia óptima a contratar en valle en temporada media y en llano y valle en temporada baja (kW)	6.781	
	Potencia óptima a facturar (kW)	21.888	12.323.387
Modo 5B*	Potencia máxima demandada en temporada alta (kW)	0	
	Potencia máxima demandada en temporada media (kW)	6.540	
	Potencia máxima demandada en temporada baja (kW)	6.781	
	Potencia a contratar en temporada alta (kW)	1	
	Potencia a contratar en temporada media (kW)	6.540	
	Potencia a contratar en temporada baja (kW)	6.781	
	Potencia a facturar (kW)	58.860	33.138.666

Se presenta para el modo 5 (tipos A y B) las potencias máximas registradas por los máxímetros y las potencias óptimas a contratar en cada período horario, así como las potencias a facturar y sus costes respectivos, tanto si se contratan las potencias máximas demandadas como si se contratan las potencias óptimas. En la última columna se indica, para cada alternativa de facturar la potencia, la disminución de costes con respecto a cuando todos los grupos son de velocidad fija en ambas estaciones de bombeo (tabla 5.16(b))

* En el modo 5B las potencias máximas demandadas coinciden con las potencias óptimas a contratar

Al igual que cuando todos los grupos de bombeo son de velocidad fija, se consiguen reducciones en las potencias facturadas cuando se contratan las potencias óptimas y no las potencias máximas demandadas. En el modo 2 se obtiene una disminución del 8,25 %, en el modo 3 del 15,04 %, en el modo 4 del 12,19 % y en el modo 5A del 5,64 %. Asimismo, se consiguen mayores ahorros de las potencias facturadas conforme mayor es el número de períodos de discriminación horaria considerados (mayor número de máxímetros en la instalación eléctrica). Si se compara el modo 1 de facturar la potencia (sin máxímetro) con los restantes, se consiguen ahorros del 20 % en el modo 2 (un máxímetro), del 36,51 % en el modo 3 (dos

maxímetros), del 59,63 % en el modo 4 (tres máxímetros), del 73,1 % en el modo 5A (seis máxímetros) y del 27,66 % en el modo 5B (tres máxímetros).

Para cada una de estas alternativas de facturar la potencia, la disminución en los costes del término de potencia al considerar una bomba de velocidad variable en cada una de las estaciones de bombeo, en lugar de todos los grupos de velocidad fija (tablas 5.16(a) y 5.16(b)), se indica también en las tablas 5.19(a) y 5.19(b). El ahorro es elevado para los modos 2, 3, 4 y 5A, siendo del 7,12 %, del 18,32 %, del 27,38 % y del 18,10 %, respectivamente, cuando en todos los casos se contratan las potencias óptimas. La disminución es menor en el modo 1 (1,02 %) y en el modo 5B (4,08 %).

La incorporación de los accionamientos de variación de velocidad supone la disminución en los costes del término de energía (del 2,5 % en la estación que impulsa a la balsa de regulación y del 7 % en la estación que impulsa directamente a la red de distribución) y en los costes del término de potencia (del 18,10 % para el modo 5A). Sin embargo, también es importante el aumento en el coste de inversión de los grupos motor-bomba, debido al alto precio de los variadores de frecuencia. Para un motor de 340 CV el precio de un variador de frecuencia es de aproximadamente 6 millones de pesetas (ABB Motores, S.A., 1998), lo que implica el aumento en el coste de amortización de los grupos de cada estación de bombeo de 480.000 pta/año, resultando un coste total de 99.473.911 pta/año, lo que constituye una disminución en el coste total del 5,62 % con respecto a la alternativa en la que todos los grupos son de velocidad fija (tabla 5.10).

5.4.2.3. Comparación de los mejores regímenes de operación del sistema de impulsión

La comparación de los costes de la optimización del régimen de explotación del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua para riego en estudio, para los mejores tipos de contrato del suministro de energía eléctrica, se presentan en las tablas 5.20 y 5.21. Para cada uno de los tipos de tarifa eléctrica regulada (1.3, 2.3 y 3.3), resultan cinco combinaciones de complementos tarifarios: discriminación horaria 3 con contrato de temporada de siete meses y modo 4 de facturar la potencia (DH3/CT), discriminación horaria 4 con contrato de temporada de siete meses y modo 4 de facturar la potencia (DH4/CT), discriminación horaria 3 con complemento de estacionalidad y modo 5A de facturar la potencia (DH3/E), discriminación horaria 4 con complemento de estacionalidad y modo 5A de facturar la potencia (DH4/E), y discriminación horaria 5 con modo 4 de facturar la potencia (DH5). Entre los cinco tipos mejores apenas existen diferencias, siendo los costes totales de las combinaciones 2.3 DH4/E, 1.3 DH3/E, 1.3 DH5 y 1.3 DH4/E, el 0,03 %, el 1,18 %, el 1,24 % y el 1,39 % mayores, respectivamente, al coste de la 2.3 DH3/E. Estas diferencias aumentan en los tipos siguientes llegando a ser del orden del 32 % para la combinación 3.3 DH5.

Tabla 5.20. Costes del término de energía C_E y costes totales C_T (costes de amortización y de energía) de la optimización del régimen de operación del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua para riego en función del tipo de contrato con la compañía suministradora de energía eléctrica

Tarifa eléctrica			Impulsión a balsa		Rebombero		Impulsión a balsa + Rebombero	
Tipo	DH	E	C_E (pta)	C_T (pta)	C_E (pta)	C_T (pta)	C_E (pta)	C_T (pta)
2.3	DH3	E	25.386.023	37.362.886	50.605.021	52.992.139	75.991.044	90.355.025
2.3	DH4	E	25.045.398	37.022.261	49.079.817	51.466.935	74.125.215	88.489.196
1.3	DH3	E	28.351.952	40.328.815	56.519.101	58.906.219	84.871.053	99.235.034
1.3	DH5	---	27.458.593	39.435.456	48.849.219	51.236.337	76.307.812	90.671.793
1.3	DH4	E	27.971.536	39.948.399	56.187.246	58.574.364	84.158.782	98.522.763
R.3	DH3	---	31.175.728	43.152.591	62.322.974	64.710.092	93.498.702	107.862.683
R.3	DH4	---	30.997.981	42.974.844	62.171.954	64.559.072	93.169.935	107.533.916
3.3	DH3	E	20.400.575	32.377.438	40.666.926	43.054.044	61.067.501	75.431.482
2.3	DH5	---	24.586.172	36.563.035	43.737.704	46.124.822	68.323.876	82.687.857
1.3	DH3	---	30.292.733	42.269.596	60.559.116	62.946.234	90.851.849	105.215.830
3.3	DH4	E	20.126.844	32.103.707	37.976.610	40.363.728	58.103.454	72.467.435
1.3	DH4	---	29.474.847	41.451.710	60.201.295	62.588.413	89.676.142	104.040.123
2.3	DH3	---	27.123.537	39.100.400	54.222.294	56.609.412	81.345.831	95.709.812
2.3	DH4	---	26.347.110	38.323.973	53.121.522	55.508.640	79.468.632	93.832.613
3.3	DH3	---	21.796.867	33.773.730	43.573.820	45.960.938	65.370.687	79.734.668
3.3	DH4	---	21.090.107	33.066.970	41.224.583	43.611.701	62.314.690	76.678.671
3.3	DH5	---	19.757.803	31.734.666	35.148.251	37.535.369	54.906.054	69.270.035

En los costes de energía no se considera los costes de facturación de la potencia contratada que se muestran en la tabla 5.21 (DH = complemento de discriminación horaria y E = complemento de estacionalidad)

Tabla 5.21. Coste del término de potencia y coste total C_T (costes de amortización y de energía) de la optimización del régimen de operación del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua para riego en función del tipo de contrato con la compañía suministradora de energía eléctrica

Tarifa eléctrica			Término de potencia			Impulsión a balsa + Rebombero + Término de potencia
Tipo	DH	E	Contrato de temporada	Modo de facturar la potencia	Coste (pta)	C_T (pta)
2.3	DH3	E	---	Modo 5A	15.046.679	105.401.704
2.3	DH4	E	---	Modo 5A	16.941.160	105.430.356
1.3	DH3	E	---	Modo 5A	7.429.799	106.664.833
1.3	DH5	---	---	Modo 4	16.056.642	106.728.435
1.3	DH4	E	---	Modo 5A	8.365.262	106.888.025
R.3	DH3	---	---	Modo 4	3.121.031	110.983.714
R.3	DH4	---	---	Modo 4	3.472.504	111.006.420
3.3	DH3	E	---	Modo 5A	39.607.777	115.039.259
2.3	DH5	---	---	Modo 4	32.517.588	115.205.445
1.3	DH3	---	CT	Modo 4	11.815.278	117.031.108
3.3	DH4	E	---	Modo 5A	44.594.670	117.062.105
1.3	DH4	---	CT	Modo 4	13.039.845	117.079.968
2.3	DH3	---	CT	Modo 4	23.928.063	119.637.875
2.3	DH4	---	CT	Modo 4	26.408.031	120.240.644
3.3	DH3	---	CT	Modo 4	62.986.482	142.721.150
3.3	DH4	---	CT	Modo 4	69.514.569	146.193.240
3.3	DH5	---	---	Modo 4	85.596.919	154.866.954

DH = complemento de discriminación horaria; E = complemento de estacionalidad y CT = contrato de temporada

Con los datos de los costes del término de energía de la impulsión a la balsa y del rebombeo, y del término de potencia para cada uno de los tipos de contrato eléctrico, se realiza una clasificación arborescente de dependencia (análisis de ‘clusters’ jerárquicos), en función de la similaridad multivariante proporcionada por el conjunto de variables estudiadas. De este modo se unen en cada nivel de jerarquía los dos ‘clusters’ más cercanos, utilizando como distancia multivariante la *euclídea*. Asimismo, para la unión en otro nivel jerárquico de los ‘clusters’ más próximos, se han probado los algoritmos de clasificación jerárquica del *enlace promedio* y del *enlace por mínima varianza (Ward)* (Hair y col., 1999), obteniendo con ambos resultados semejantes. Se tienen cuatro bloques claramente identificados en el dendrograma de la figura 5.25. En el grupo **C** (R.3 DH4, R.3 DH3, 1.3 DH4/CT, 1.3 DH3/CT, 1.3 DH4/E, 1.3 DH3/E), se tienen los mayores costes en el término de energía y los menores costes en el término de potencia. El grupo **D** (2.3 DH4/E, 2.3 DH3/E, 1.3 DH5, 2.3 DH4/CT, 2.3 DH3/CT) tiene costes del término de energía algo menores y costes del término de potencia un poco mayores, mientras que el grupo **B** (3.3 DH4/E, 3.3 DH3/E, 2.3 DH5) presenta los menores costes en el término de energía y el grupo **A** (3.3 DH4/CT, 3.3 DH3/CT, 3.3 DH5) los mayores costes en el término de potencia.

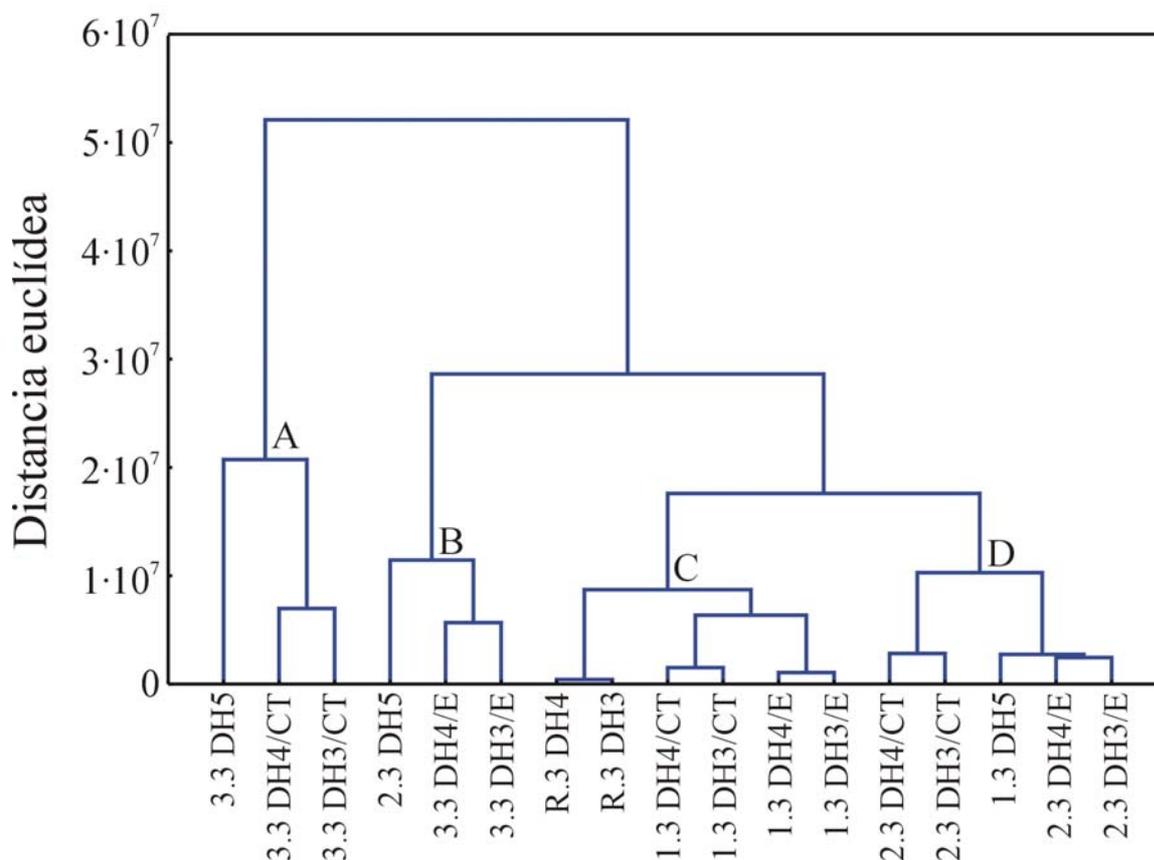


Figura 5.25. Dendrograma de los mejores tipos de contrato del suministro de energía eléctrica en función de los costes del término de energía y del término de potencia (tablas 5.20 y 5.21)

Para cada tipo de tarifa eléctrica con las discriminaciones horarias 3 y 4 se observa que los costes del término de energía son similares en la estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación y en el rebombeo. Estos valores son algo inferiores en la discriminación 4 al tener un mayor número de horas valle y utilizarse muy poco las horas punta. Los costes del término de potencia de la discriminación 4 son mayores a los de la discriminación 3, ya que las potencias óptimas a contratar son mayores (tabla 5.22). Asimismo el complemento de estacionalidad, para un mismo tipo de tarifa y una misma discriminación horaria, implica mejores resultados, tanto en los costes del término de energía como en los del término de potencia, que el contrato de temporada de siete meses. Por otro lado, las combinaciones 1.3 DH5, 2.3 DH5 y 3.3 DH5, tienen unos costes energéticos similares a las tarifas 2.3, a las 3.3 con complemento de estacionalidad y a las 3.3 con contrato de temporada, respectivamente, como consecuencia del uso mayoritario en la temporada de riegos de las horas valle y llano, y de días bajos, medios y altos. La 3.3 DH5 es la combinación que tiene los menores costes del término de energía pero los mayores costes del término de potencia lo que implica un coste total del 31,94 % mayor a la 2.3 DH3/E. Asimismo las tarifas R.3, que son las que tienen los menores costes del término de potencia, están agrupadas junto con las tarifas 1.3 al tener los costes del término de energía similares (figura 5.25 y tablas 5.20 y 5.21).

Tabla 5.22. Potencias óptimas a contratar en las cinco mejores combinaciones de complementos tarifarios

Complementos tarifarios	Modos de facturar la potencia	Potencias óptimas a contratar (kW)
DH3/E	Modo 5A	$P_{Cp-alta} = 1$; $P_{CII-alta} = 1$; $P_{Cp-media} = 2.359$; $P_{CII-media} = 6.397$; $P_{Cp-baja,v-alta} = 424$; $P_{Cv-media,ll-v-baja} = 6.850$
DH4/E	Modo 5A	$P_{Cp-alta} = 1$; $P_{CII-alta} = 1$; $P_{Cp-media} = 3.250$; $P_{CII-media} = 6.759$; $P_{Cp-baja,v-alta} = 1.459$; $P_{Cv-media,ll-v-baja} = 6.850$
DH3/CT	Modo 4	$P_{Cp} = 2.370$; $P_{CII} = 5.939$; $P_{Cv} = 6.039$
DH4/CT	Modo 4	$P_{Cp} = 2.992$; $P_{CII} = 6.057$; $P_{Cv} = 6.145$
DH5	Modo 4	$P_{Cp} = 2.448$; $P_{CII} = 5.804$; $P_{Cv} = 6.063$

El coste del término de potencia dependerá del tipo de tarifa eléctrica (tabla 5.21)

La descripción de los regímenes de operación óptimos del sistema de impulsión en estudio para las segunda y cuarta alternativas más económicas, es decir, la 2.3 DH4/E y la 1.3 DH5 (tablas 5.20 y 5.21), junto con la alternativa óptima (2.3 DH3/E) supone el conocer las tres formas mejores de bombear a la balsa de regulación. Éstas dependen exclusivamente del tipo de discriminación horaria, ya que al tener distintos tipos de tarifas eléctricas con la misma discriminación, sólo difieren en los precios de los términos de energía y de potencia. Así se cumple que la tercera alternativa más económica (1.3 DH3/E) tiene el mismo régimen de operación en el bombeo a la balsa de regulación que la alternativa 2.3 DH3/E, pero ésta última tiene menores precios del kWh consumido y mayores precios de la potencia contratada (Anexo 4.I).

El precio del kWh ($T_e \cdot K_{pi}$) en la facturación eléctrica 2.3 DH4/E tiene tres niveles de discriminación: valle, llano y punta (tablas 4.8 y 4.9), y asimismo, está afectado en temporada eléctrica baja (mayo, junio, agosto y septiembre) (tabla 4.14) por una bonificación del 10 % debido al complemento de estacionalidad (tabla 4.15). De este modo, y al igual que ocurre con la facturación 2.3 DH3/E, cuando el régimen de funcionamiento de la instalación es bajo se usan únicamente las horas bonificadas de tarifa eléctrica y cuando las necesidades de agua son altas se utilizan tanto las horas valle como las llano. Las diferencias entre ambas formas de bombear son: a) se bombea el aporte potencial horario en horas llano (desde el 15 de junio al 28 de julio) y b) durante los sábados y los domingos, con todas las horas valle, el bombeo a la balsa coincide con la demanda de agua de la red de distribución (figura 5.26).

La facturación eléctrica 1.3 DH5 tiene distintas bonificaciones y recargos para el precio del kWh ($T_e \cdot K_{pi}$) según la categoría de los días: alto, medio y bajo (figuras 4.1(a) y 4.1(b); tabla 4.11). Al principio de la campaña de riegos (abril, mayo y primera quincena de junio), se tienen tres niveles de precios de la energía eléctrica: llano, valle y supervalle (día siguiente a día bajo, tabla 4.11). Se usan todas las horas supervalle que son posibles bombeando el aporte potencial horario. También se bombea en algunas horas valle, aunque el caudal máximo sólo se impulsa en las horas siguientes a las llano, aumentando el número de éstas con las necesidades de agua de la red de distribución (figura 5.26).

En período de necesidades máximas (segunda quincena de junio y julio) se tienen cuatro tipos de discriminación horaria: punta, llano, valle y supervalle. De lunes a viernes el régimen de funcionamiento es similar a la facturación 2.3 DH3/E, es decir, se usan todas las horas valle bombeando el aporte potencial horario y también es necesario el uso de horas llano para satisfacer la demanda de la red de distribución. La utilización de estas horas llano aumenta conforme crecen las necesidades de agua, pero sin llegar a usar todas estas horas ni de bombear el aporte potencial horario. Posteriormente decae su uso a finales de julio. Los sábados y domingos, días bajos, se usan todas las horas supervalle bombeando el caudal máximo de diseño y algunas horas valle pero sin llegar a usarlas todas ni de bombear el aporte potencial horario (figura 5.26).

A principios del mes de agosto, con horas valle y supervalle, se aprovechan todas las horas supervalle bombeando el aporte potencial horario y se usan algunas horas valle pero sin bombear el caudal máximo. El uso de las horas valle decae y se hace nulo el 20 de agosto, impulsando a la balsa únicamente en horas supervalle y disminuyendo el uso de estas horas con la demanda. En el mes de septiembre se tienen también cuatro tipos de discriminación horaria: punta, llano, valle y supervalle. De lunes a viernes se usan las horas valle, bombeando en algunas horas el aporte potencial horario y disminuyendo este número de horas conforme menores son las necesidades de agua. Al igual ocurre con las horas supervalle en sábados y domingos (figura 5.26).

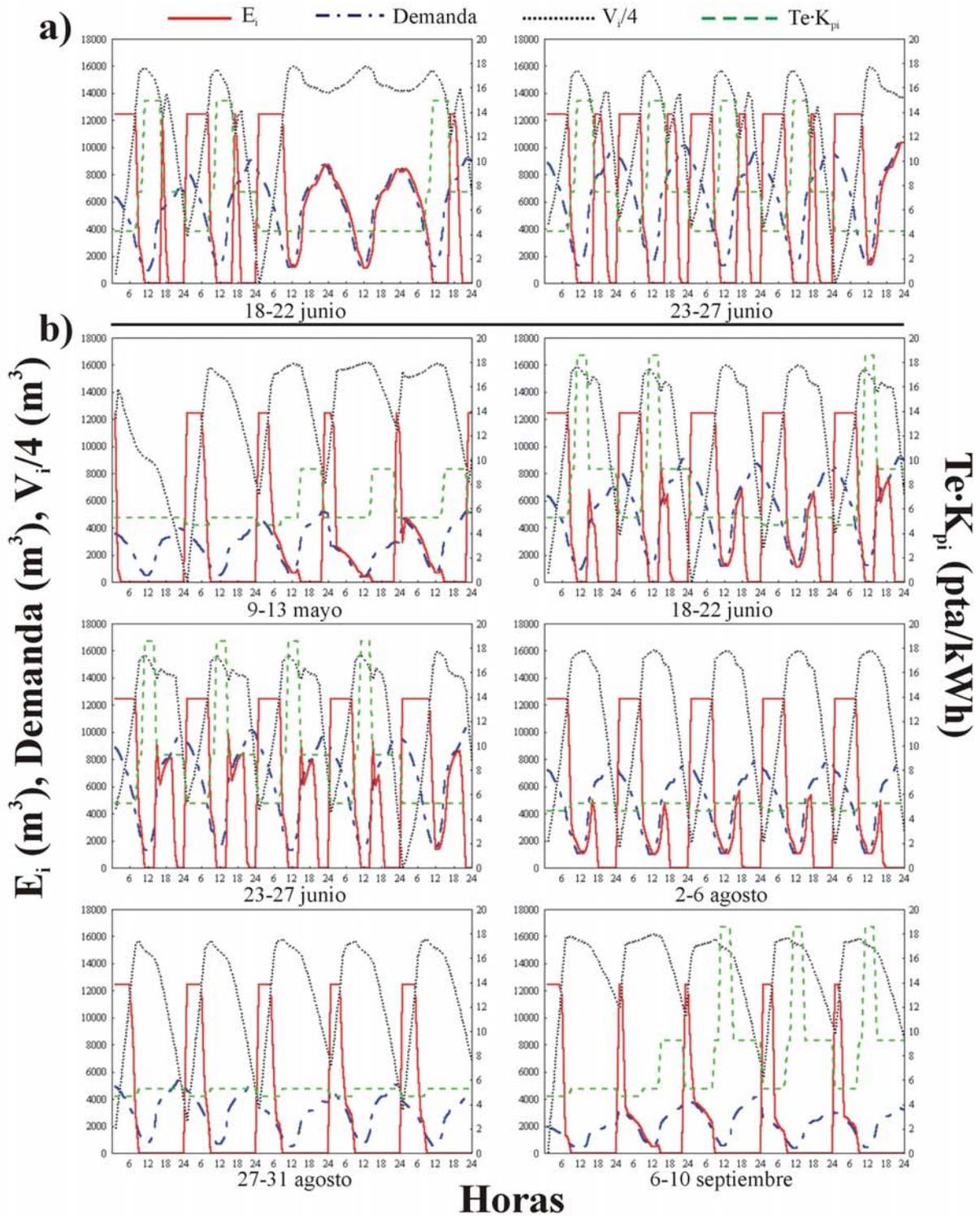


Figura 5.26. Esquema de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación en algunas horas de la campaña de riegos con: a) la tarifa eléctrica 2.3, discriminación horaria 4 y complemento de estacionalidad (2.3 DH4/E), y b) la tarifa eléctrica 1.3 y discriminación horaria 5 (1.3 DH5). Se representa el volumen impulsado en cada hora i por la estación de bombeo (E_i), la demanda horaria de agua de la red de distribución, el volumen útil almacenado en cada hora i en la balsa (V_i) y el precio del kWh en cada hora i de la campaña de riegos ($Te \cdot K_{pi}$)

5.4.2.4. Comparación de la solución óptima con la situación actual de la zona regable de Fuente Palmera

Se procede a la evaluación de los costes en la zona regable de Fuente Palmera considerando la situación actual de ésta y el vector de demanda media de agua determinado en el capítulo 3 (tabla 5.23). Los grupos de bombeo existentes son de mayores dimensiones que los que se obtienen con la optimización. Por los primeros trasiega un caudal máximo de 5,67 m³/s mientras que por los segundos el caudal máximo es de 3 m³/s. El fraccionamiento de los grupos de bombeo es pequeño, principalmente en la primera estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro (3 y 5 grupos motor-bomba en la primera y segunda impulsión, respectivamente). La tubería de impulsión tiene un diámetro de 1.700 mm. La tarifa eléctrica contratada hasta abril de 1999 es la R.3 con discriminación horaria 3, y la potencia contratada es de 10.500 kW con un maxímetro para facturarla (modo 2 de facturar la potencia). Luego, se tienen mayores costes de inversión en los grupos de bombeo y en la tubería de impulsión, así como mayores costes del consumo de energía eléctrica, pero el coste del término de potencia es menor al obtenido en la solución óptima con la balsa de regulación. Finalmente, el coste total del sistema optimizado (tabla 5.10) supone unos ahorros del 41 % con respecto a la situación indicada. El período de recuperación de la inversión del sistema optimizado es de 2,5 años.

Tabla 5.23. Evaluación de los costes del sistema de impulsión en la situación actual de la zona regable

			Coste (pta/año)	
Primera impulsión	Grupos de bombeo	Marca	Ingersoll-Dresser	
		Tipo	16LNH/35C	
		Rpm	990	
		D rodete (mm)	620	
		Motor (CV/bomba)	2.500	
		Nº grupos	3	3.696.225
	Tubería impulsión	Material	Hormigón	
	Diámetro (mm)	1.700		
	Longitud (m)	1.400		
	Timbraje (atm)	10	9.124.976	
Segunda impulsión	Grupos de bombeo	Marca	Ingersoll-Dresser	
		Tipo	16LNH/35C	
		Rpm	990	
		D rodete (mm)	710	
		Motor (CV/bomba)	2.500	
		Nº grupos	5	4.649.656
Tarifa eléctrica (un punto de suministro de energía eléctrica)	Término de energía	Tipo	R.3	
		Discriminación horaria	DH3	
		Estacionalidad	---	
			Primera impulsión	67.826.269
			Segunda impulsión	85.388.407
		Término potencia	Modo facturar potencia	Modo 2
		Contrato de temporada	---	
		Potencia contratada (kW)	10.500	
		Potencia facturada (kW)	107.097	7.389.742
COSTE TOTAL			178.075.275	

rpm = revoluciones por minuto, D = diámetro, DH = discriminación horaria

Los diagramas de frecuencias de los rendimientos global y de regulación de los grupos de bombeo durante toda la temporada de riegos, considerando la situación existente en la zona regable y el vector de demanda horaria analizado, se muestran en la figura 5.27. Los rendimientos global y de regulación medios son de 65,50 % y 66,26 %, respectivamente, para la primera impulsión, y de 66,61 % y 83,20 % para la segunda impulsión. Al comparar estas distribuciones de frecuencias con las obtenidas para la solución óptima (figura 5.23), se obtienen diferencias significativas tanto en las distribuciones del rendimiento global (primer bombeo: $\chi^2 = 6.339,531 / P_\alpha < 0,001$; segundo bombeo: $\chi^2 = 2.244,860 / P_\alpha < 0,001$) como en las distribuciones del rendimiento de regulación (primer bombeo: $\chi^2 = 50.121,49 / P_\alpha < 0,001$; segundo bombeo: $\chi^2 = 510,821 / P_\alpha < 0,001$), resultando, por tanto, rendimientos menores, sobre todo en la primera impulsión.

Con los mismos elementos en la red de distribución, la misma forma de regulación de éstos y la misma forma de demandar los regantes, la única forma de reducir costes energéticos es la modificación del contrato del suministro de energía eléctrica. Luego si se mantiene la tarifa R.3 con discriminación horaria 3, el modo 4 de facturar la potencia es el más económico (3.466.767 pta), con unas potencias óptimas a contratar de 4.952 kW en período valle, 4.953 kW en llano y 2.282 kW en punta, y una potencia a facturar de 50.243 kW. Así se puede reducir el coste del término de potencia en un 53 % y el coste total de la zona regable en un 4 %. Sin embargo para las condiciones existentes, la tarifa 2.3 con discriminación horaria tipo 3, complemento de estacionalidad y modo 5A de facturar la potencia (potencias óptimas a contratar: 1 kW en horas punta de temporada alta, 1 kW en horas llano de temporada alta, 2.695 kW en horas punta de temporada media, 7.888 kW en horas llano de temporada media, 127 kW en horas punta de temporada baja y en horas valle de temporada alta y, 7.969 kW en horas valle de temporada media y en llano y valle de temporada baja) es el mejor contrato del suministro eléctrico, consiguiendo unos ahorros del 38 % en el coste del consumo de energía y del 10 % en el coste total.

Asimismo, se obtiene la combinación óptima de los grupos de bombeo y del contrato del suministro de energía eléctrica (tabla 5.24), para así comparar con la situación existente (tabla 5.23) y con la solución óptima cuando se tiene la balsa de regulación (tabla 5.10). En la optimización de la doble impulsión directa, para ambas estaciones de bombeo se tienen los mismos tipos de bombas, contando la segunda impulsión con un diámetro del rodete que es el inmediato superior al de la primera impulsión (Anexo 5.I). Asimismo, se tiene un alto fraccionamiento de la potencia total necesaria (7 grupos de bombeo en cada impulsión) para adecuar el caudal bombeado a las necesidades de cada momento de la zona regable, siendo las combinaciones de bombas óptimas las preseleccionadas como las mejores para el punto de funcionamiento de necesidades máximas (tablas 5.5, 5.6, 5.8 y 5.9). Sin embargo, en la evaluación del consumo de energía eléctrica se obtienen unos costes del 21 % y del 41 % mayores, en ambas estaciones de bombeo, a los obtenidos en la preselección de los grupos. En el caso de contar con la balsa, la solución óptima requiere un mayor fraccionamiento de la potencia en la primera impulsión (8 grupos de bombeo), lo que implica un mayor coste de inversión de los grupos motor-bomba (diferencia de 337.100 pta/año).

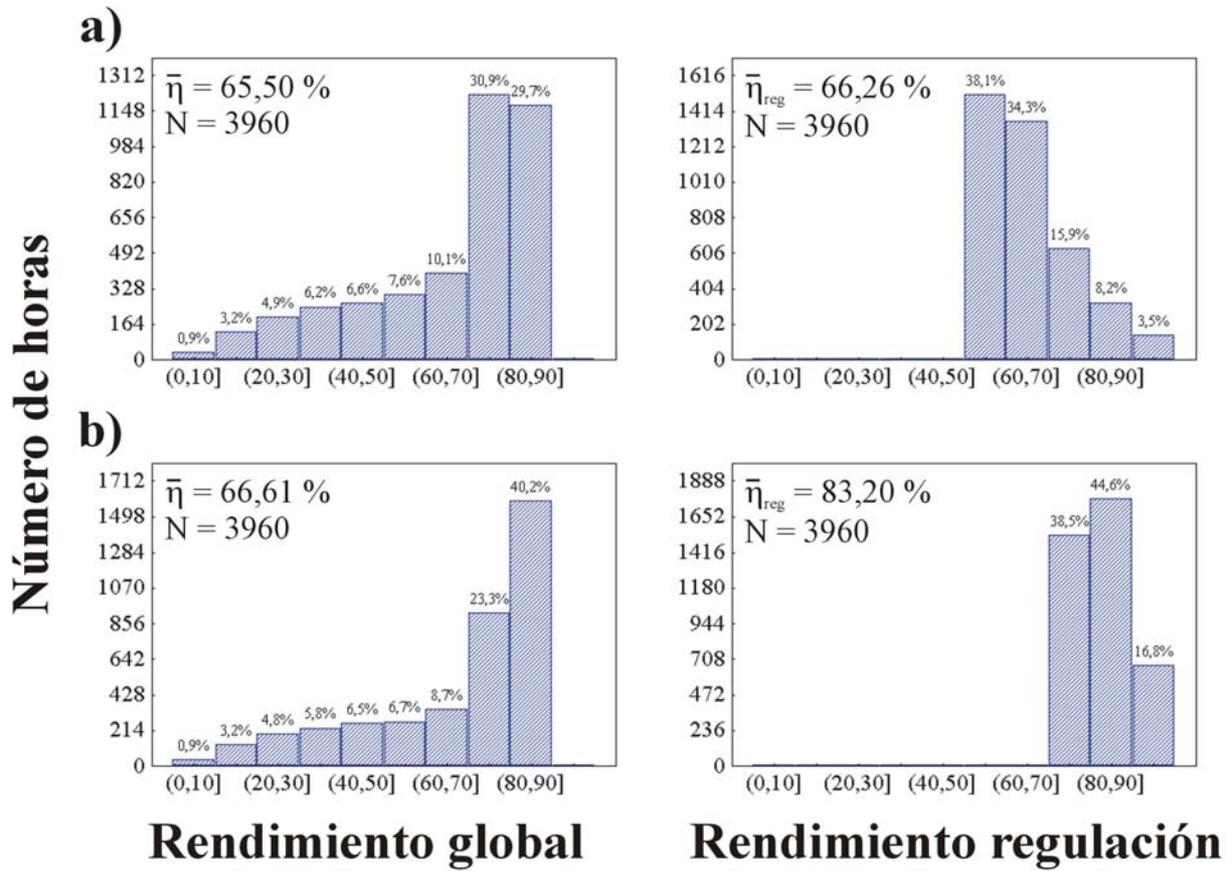


Figura 5.27. Distribución de frecuencias de los rendimientos global y de regulación en el sistema de impulsión existente en la zona regable de Fuente Palmera: a) estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación y b) estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución (N es el número de horas de funcionamiento de los grupos, $\bar{\eta}$ es el rendimiento global medio y $\bar{\eta}_{reg}$ es el rendimiento de regulación medio)

Tabla 5.24. Combinación de los grupos de bombeo y del contrato del suministro eléctrico que implican un coste mínimo del sistema de impulsión sin balsa de regulación

			Coste (pta/año)	
Primera impulsión	Grupos de bombeo	Marca	Ingersoll-Dresser	
		Tipo	10LNH/26A	
		Rpm	1.480	
		D rodete (mm)	560	
		Motor (CV/bomba)	340	
		Nº grupos	7	2.359.702
	Tubería impulsión	Material	Hormigón	
	Diámetro (mm)	1.400		
	Longitud (m)	1.400		
	Timbraje (atm)	15	7.358.176	
Segunda impulsión	Grupos de bombeo	Marca	Ingersoll-Dresser	
		Tipo	10LNH/26A	
		Rpm	1.480	
		D rodete (mm)	620	
		Motor (CV/bomba)	340	
		Nº grupos	7	2.387.118
Tarifa eléctrica (un punto de suministro de energía eléctrica)	Término de energía	Tipo	2.3	
		Discriminación horaria	DH3	
		Estacionalidad	E	
			Primera impulsión	37.631.864
			Segunda impulsión	50.605.021
	Término potencia	Modo facturar potencia	Modo 5A	
		Contrato de temporada	---	
			$P_{Cp-alta} = 1$	
			$P_{CII-alta} = 1$	
		Potencia/s contratada/s (kW)	$P_{Cp-media} = 2.152$	
		$P_{CII-media} = 6.560$		
	$P_{Cp-baja,v-alta} = 346$			
	$P_{Cv-media,ll-v-baja} = 6.610$			
	Potencia facturada (kW)	26.176	14.737.311	
COSTE TOTAL			115.079.192	

rpm = revoluciones por minuto, D = diámetro, DH = discriminación horaria, E = complemento de estacionalidad, $P_{Cp-alta}$ = potencia contratada en horas punta de temporada alta, $P_{CII-alta}$ = potencia contratada en horas llanas de temporada alta, $P_{Cp-media}$ = potencia contratada en horas punta de temporada media, $P_{CII-media}$ = potencia contratada en horas llanas de temporada media, $P_{Cp-baja,v-alta}$ = potencia contratada en horas punta de temporada baja y horas valle de temporada alta, y $P_{Cv-media,ll-v-baja}$ = potencia contratada en horas valle de temporada media y horas llanas y valle de temporada baja

Las mayores diferencias en el coste total de ambas soluciones se deben al coste de inversión de la balsa de regulación (1.921.885 pta/año) y, sobre todo, al coste del consumo de energía en la primera impulsión. De este modo si no hay balsa, el coste del término de energía de la primera estación de bombeo es el 33 % mayor (diferencia de 12.245.841 pta/año), debido al aumento de las potencias absorbidas en horas llano y punta, y la disminución de éstas en horas valle (tablas 5.15 y 5.25), y a los menores rendimientos global y de regulación conseguidos (figura 5.28), con unos valores medios de 77,22 % y 85,49 %, respectivamente. Al comparar sus distribuciones de frecuencias con las obtenidas para la solución óptima con balsa de regulación (figura 5.23), se obtienen diferencias significativas tanto en las distribuciones del rendimiento global ($\chi^2 = 685,810 / P_\alpha < 0,001$) como en las distribuciones del rendimiento de regulación ($\chi^2 = 2.131,818 / P_\alpha < 0,001$). Sin embargo, no hay diferencias acusadas en el coste de la potencia contratada (309.368 pta/año), resultando éste mayor en la solución con balsa, ya que las potencias óptimas a contratar son mayores para los períodos tarifarios siguientes: horas punta de temporada media; horas punta de temporada baja y horas valle de temporada alta; y horas valle de temporada media y horas llano y valle de temporada baja. Luego, el coste total para la solución sin balsa resulta un 8 % mayor que en la solución con balsa y un 35 % menor que la situación existente en la zona regable hasta abril de 1999.

Tabla 5.25. Potencias máximas mensuales demandadas (kW) en los períodos de discriminación horaria valle, llano y punta por ambas estaciones de bombeo cuando no hay en el sistema de distribución balsa de regulación

Períodos de discriminación horaria			
Meses	Valle	Llano	Punta
Enero	0	0	0
Febrero	0	0	0
Marzo	818	848	847
Abril	1.745	1.813	737
Mayo	3.549	3.688	1.496
Junio	6.359	6.612	2.430
Julio	6.311	6.561	2.152
Agosto	4.608	5.049	1.688
Septiembre	2.714	2.822	895
Octubre	0	0	0
Noviembre	0	0	0
Diciembre	0	0	0

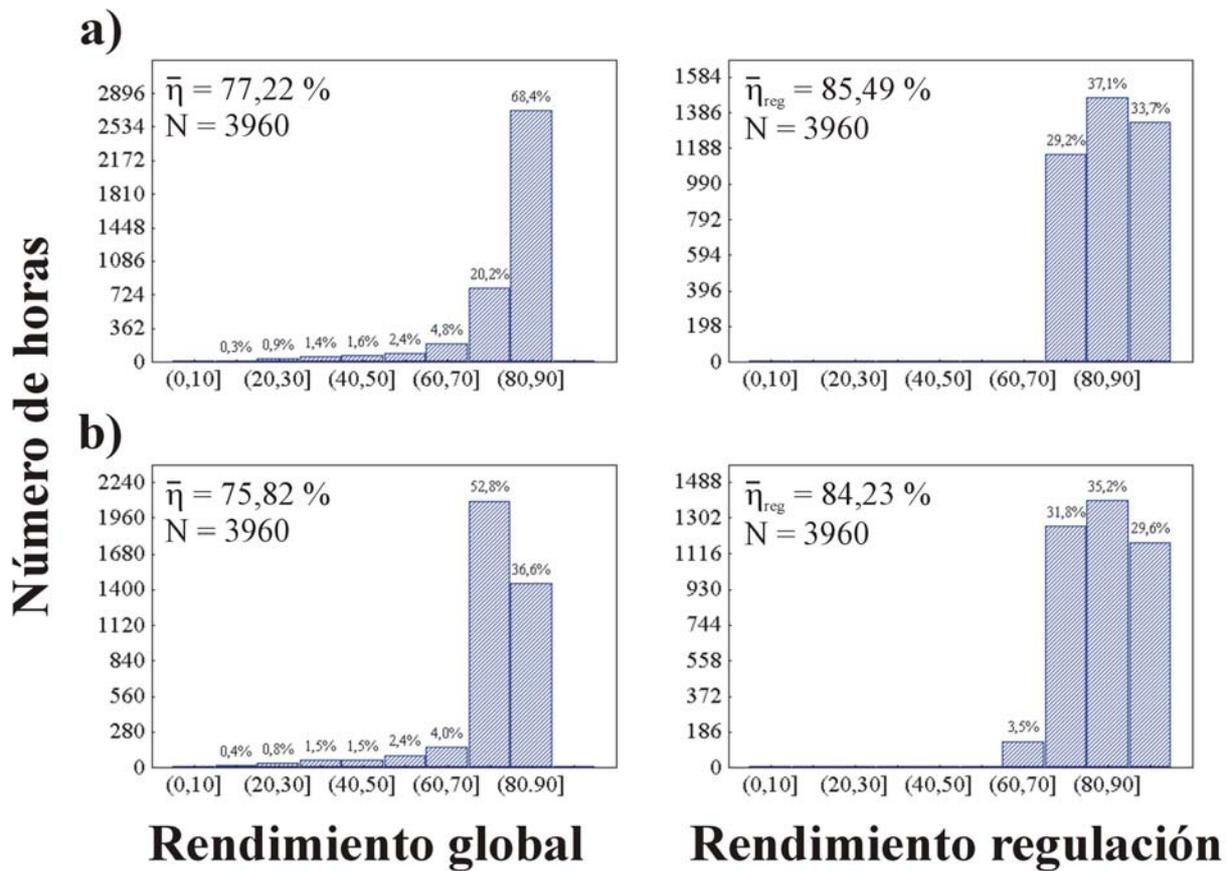


Figura 5.28. Distribución de frecuencias de los rendimientos global y de regulación en el sistema de impulsión optimizado sin balsa de regulación: a) estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación y b) estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución (N es el número de horas de funcionamiento de los grupos, $\bar{\eta}$ es el rendimiento global medio y $\bar{\eta}_{reg}$ es el rendimiento de regulación medio)

5.4.2.5. Liberalización del suministro de energía eléctrica de la zona regable de Fuente Palmera

A partir del 1 de mayo de 1999, la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera ha formalizado con Endesa Energía S.A. un contrato de comercialización de energía eléctrica dentro del mercado liberalizado. Con estas nuevas condiciones del suministro eléctrico, que ya se indicaron en el apartado 4.8, con el sistema de impulsión existente en la zona regable y con el vector de demanda media de agua determinado en el capítulo 3, se obtienen unos costes energéticos en la primera y segunda impulsión de 66.540.437 pta/año y 84.209.248 pta/año, respectivamente. Estos valores incluyen todos los componentes del coste del suministro eléctrico, y suponen una reducción de los costes energéticos del 6 % en comparación con el contrato a tarifa regulada existente en la zona regable antes del 1 de mayo de 1999 (tabla 5.23). En la tabla 5.26 se comparan los precios medios de la energía eléctrica entre ambas opciones del contrato del suministro eléctrico, teniendo con el contrato en el mercado libre menores precios en las horas punta y llano.

Asimismo, para estas nuevas condiciones del suministro eléctrico, se aplica el modelo desarrollado para determinar el diseño y gestión óptimos del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua, y así comparar con la solución óptima a tarifa regulada (tabla 5.10). Con respecto al diseño de los grupos de bombeo se obtienen las mismas combinaciones óptimas, tanto en la estación de bombeo de toma de agua como en la estación que impulsa directamente a la red de distribución y, por tanto, también se tiene la misma tubería de impulsión. También es similar la capacidad de la balsa de regulación. Los costes del suministro de energía eléctrica son de 40.557.007 pta/año para la primera estación de bombeo y de 63.255.408 pta/año para la segunda estación, valores que implican un coste energético del 12 % mayor a la solución óptima a tarifa regulada. Sin embargo, esta solución supone unos ahorros de los costes energéticos y totales del 31 % y del 30 %, respectivamente, con respecto a la situación actual de la zona regable a partir del 1 de mayo de 1999, con un período de recuperación de la inversión de 3,5 años.

El régimen de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación durante algunas horas de la campaña de riegos con el contrato del suministro eléctrico en el mercado libre se muestra en la figura 5.29. El precio del kWh ($T_e \cdot K_{pi}$) tiene cuatro niveles de discriminación: valle especial, valle, llano y punta (tabla 4.21). De este modo, y al igual que ocurre con la solución óptima a tarifa regulada (figuras 5.22(a), 5.22(b), 5.22(c) y 5.22(d)), cuando el régimen de funcionamiento de la instalación es bajo se usan únicamente las horas bonificadas de tarifa eléctrica y cuando las necesidades de agua son altas se utilizan tanto las horas valle como las llano. Durante los sábados y domingos y el mes de agosto, con todas las horas valle, el bombeo coincide con la demanda de agua de la red de distribución, y es en este punto donde se diferencian estos esquemas de operación óptimos junto con el precio del kWh en cada período horario considerado (tabla 5.26). En temporada eléctrica baja, el contrato en el mercado libre sólo tiene más baratas las horas punta con una diferencia de 4 puntos, siendo más caras las horas llano (diferencia de medio punto) y las horas valle (diferencia de 2,5 puntos de 0 a 1 horas y de 7 a 8 horas, y de 1,3 puntos de 1 a 7 horas). En temporada eléctrica media, el contrato en el mercado libre tiene más baratas las horas punta y llano con una diferencia de 5,4 y

0,3 puntos, respectivamente, siendo más caras las horas valle (diferencia de 2,1 puntos de 0 a 1 horas y de 7 a 8 horas, y de 0,8 puntos de 1 a 7 horas).

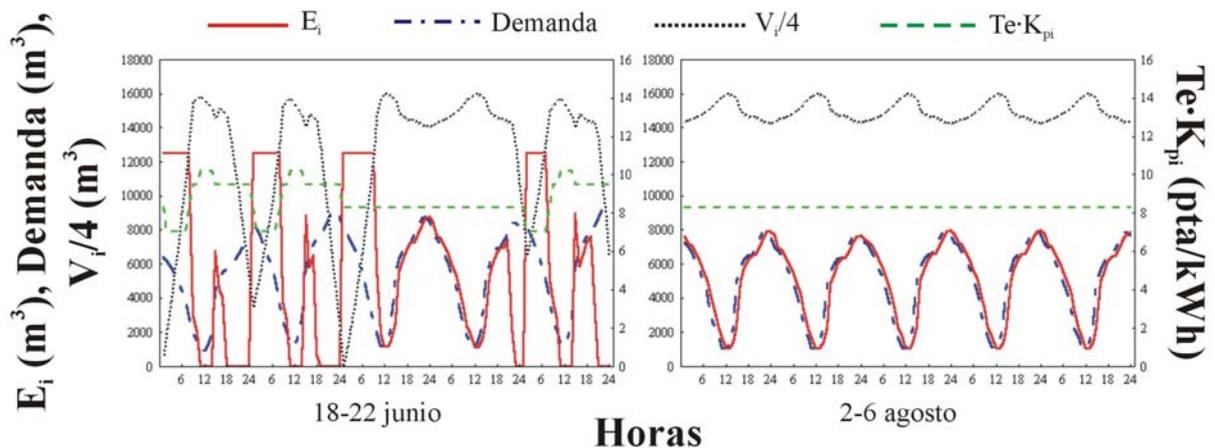


Figura 5.29. Régimen de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación en algunas horas de la campaña de riegos con el contrato del suministro de energía eléctrica en el mercado libre. Se representa el volumen impulsado en cada hora i por la estación de bombeo (E_i), la demanda horaria de agua de la red de distribución, el volumen útil almacenado en cada hora i en la balsa (V_i) y el precio del kWh en cada hora i de la campaña de riegos ($Te \cdot K_{pi}$)

Tabla 5.26. Precios medios de la energía eléctrica en pta/kWh en la solución óptima a tarifa regulada, en la situación de Fuente Palmera hasta abril de 1999 y a partir de mayo de 1999.

Período horario	2.3 DH3/E (Solución óptima a tarifa regulada)		R.3 DH3 (Situación de Fuente Palmera hasta abril de 1999)	Mercado libre (Situación de Fuente Palmera a partir de mayo de 1999)
	Temporada eléctrica baja (mayo, junio, agosto, septiembre)	Temporada eléctrica media (marzo, abril, julio, octubre)		
De 10 a 14 h	14,217	15,628	16,744	10,201
De 8 a 10 h	8,988	9,818	10,066	9,523
De 14 a 24 h	5,776	6,249	5,964	8,328
De 0 a 1 h	5,776	6,249	5,964	8,328
De 7 a 8 h	5,776	6,249	5,964	8,328
De 1 a 7 h	5,776	6,249	5,964	7,034

Estos precios incluyen el coste del término de energía y del término de potencia, por lo que en los dos primeros casos el precio medio del término de potencia se ha calculado como el cociente entre su coste anual (pta/año) y el consumo anual de kWh (kWh/año) (2.3 DH3/E = tarifa eléctrica 2.3 con discriminación horaria 3 y complemento de estacionalidad; R.3 DH3 = tarifa R.3 con discriminación horaria 3)

Los diagramas de frecuencias de los rendimientos global y de regulación de la estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación con el contrato del suministro eléctrico en el mercado libre se presentan en la figura 5.30. De las 2.231 horas de funcionamiento, el 85,1 % tiene rendimientos globales comprendidos en el intervalo (80,90] y 59,1 % tiene rendimientos de regulación en el intervalo (90,100]. Los rendimientos global y de regulación medios son de 80 % y 91,16 %, respectivamente. Para comparar estas distribuciones de frecuencia de los rendimientos con las obtenidas en la solución óptima a tarifa regulada (figura 5.23), se realiza el test χ^2 de homogeneidad de varias muestras, no encontrando diferencias significativas en las distribuciones del rendimiento global ($\chi^2 = 10,5844$; $P_\alpha < 0,305$) ni en las distribuciones del rendimiento de regulación ($\chi^2 = 108,896$; $P_\alpha < 0,09$). Las distribuciones de frecuencia de los rendimientos en la estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución coinciden en ambas soluciones óptimas, ya que tenemos los mismos grupos de bombeo y las mismas necesidades de altura de energía y de caudal.

Si bien los resultados anteriores suponen sólo costes energéticos del 12 % menores para la solución óptima a tarifa regulada, es importante señalar la importancia de las potencias a contratar en el mercado libre en las tarifas generales de alta tensión, debido a las elevadas penalizaciones que implican los excesos de la potencia demandada sobre la contratada (apartado 4.8) y que pueden, de este modo, aumentar considerablemente el coste energético. En la tabla 5.27 se comparan las potencias y los costes a facturar por excesos de 100 kW y de 500 kW en un cuarto de hora del período valle y del período punta en el contrato en el mercado libre y en un suministro a tarifa regulada (tarifa eléctrica 2.3 con discriminación horaria tipo 3 y modo 4 de facturar la potencia). Por excesos de potencia de 100 kW hay que facturar en el mercado libre 8.658 kW tanto en horas valle como en horas punta, mientras que en el contrato a tarifa regulada se facturarán sólo 20 kW en horas valle y 100 kW en horas punta. Esto supone una penalización de 8.558 kW en el mercado libre mientras que no se penaliza a tarifa regulada en horas punta e incluso se reduce el exceso en horas valle. Por excesos de 500 kW se penaliza con 42.790 kW en el mercado libre tanto en horas valle como en horas punta, mientras que en el contrato a tarifa regulada se reduce en 390 kW el exceso a facturar en horas valle y se penaliza en 50 kW en horas punta.

Tabla 5.27. Potencias (F_{ep}) y costes (C_{Fep}) a facturar por excesos de 100 kW y de 500 kW de la potencia demandada sobre la potencia contratada (tabla 4.19) en un cuarto de hora del período valle y del período punta en el contrato del suministro eléctrico en el mercado libre y en un suministro a tarifa regulada

Período horario	Excesos de 100 kW		Excesos de 500 kW	
	Mercado libre (Situación de Fuente Palmera a partir de mayo de 1999)	2.3 DH3 (modo 4 de facturar la potencia) (Suministro a tarifa regulada)	Mercado libre (Situación de Fuente Palmera a partir de mayo de 1999)	2.3 DH3 (modo 4 de facturar la potencia) (Suministro a tarifa regulada)
De 0 a 8 h (valle)	$F_{ep} = 8.658 \text{ kW}$ $C_{Fep} = 1.835.496 \text{ pta}$	$F_{ep} = 20 \text{ kW}$ $C_{Fep} = 11.260 \text{ pta}$	$F_{ep} = 43.290 \text{ kW}$ $C_{Fep} = 9.177.480 \text{ pta}$	$F_{ep} = 110 \text{ kW}$ $C_{Fep} = 61.930 \text{ pta}$
De 10 a 14 h de días laborables de marzo, abril, julio y octubre (punta)	$F_{ep} = 8.658 \text{ kW}$ $C_{Fep} = 4.025.970 \text{ pta}$	$F_{ep} = 100 \text{ kW}$ $C_{Fep} = 56.300 \text{ pta}$	$F_{ep} = 43.290 \text{ kW}$ $C_{Fep} = 20.129.850 \text{ pta}$	$F_{ep} = 550 \text{ kW}$ $C_{Fep} = 309.650 \text{ pta}$

2.3 DH3 = tarifa eléctrica 2.3 con discriminación horaria tipo 3 y modo 4 de facturar la potencia

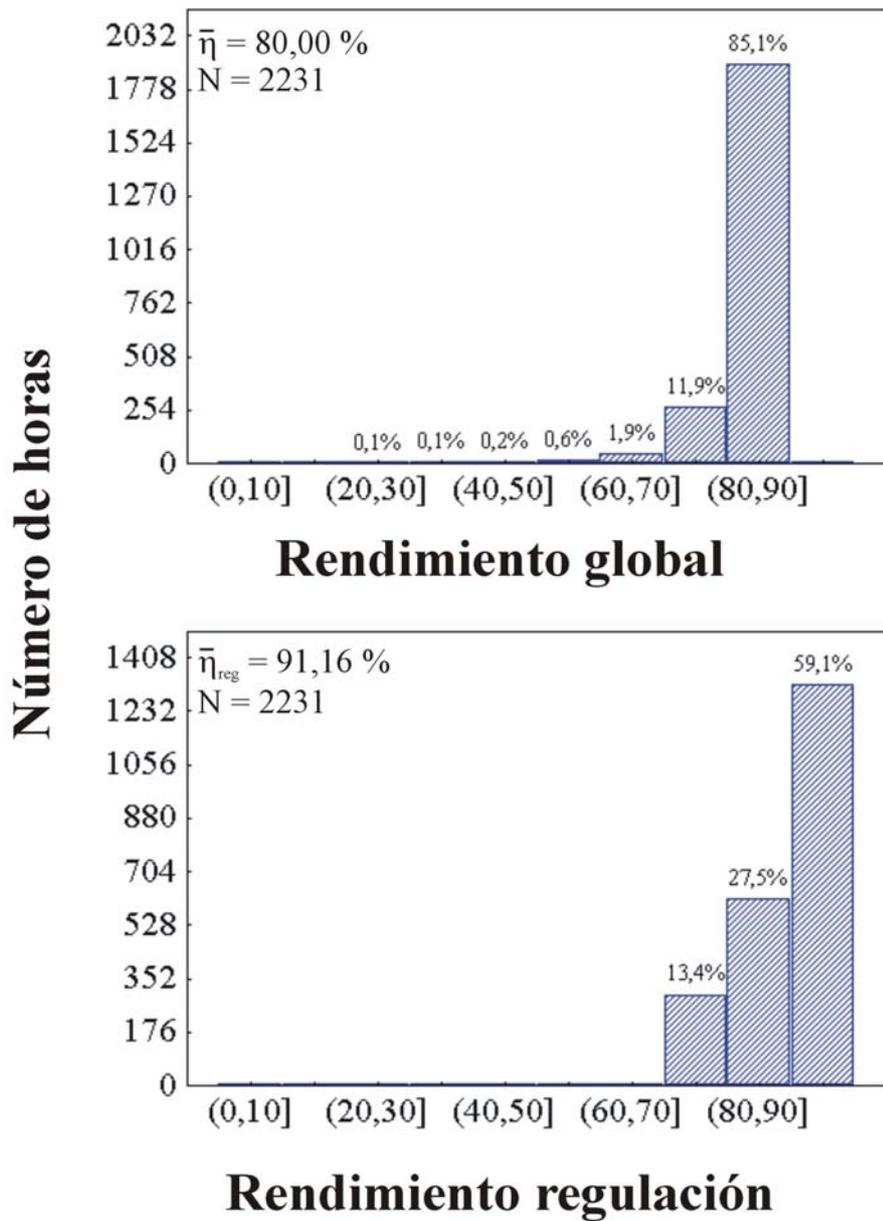


Figura 5.30. Distribución de frecuencias de los rendimientos global y de regulación de la estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación con el contrato del suministro de energía eléctrica en el mercado libre. N es el número de horas de funcionamiento de los grupos, $\bar{\eta}$ es el rendimiento global medio y $\bar{\eta}_{reg}$ es el rendimiento de regulación medio

5.4.2.6. Modificación del patrón de demanda horaria de agua de la red de distribución

Con el mismo patrón de demanda horaria de agua (figura 3.6) pero considerando unas necesidades en el intervalo del 5 % al 200 % de la demanda diaria de agua de la zona regable de Fuente Palmera (ecuación (3.19)), en la optimización del sistema de impulsión se obtienen unos volúmenes útiles de almacenamiento de agua que se representan en la figura 5.31. La aplicación de un modelo de regresión lineal entre las demandas máximas diarias consideradas y los volúmenes óptimos de regulación de la balsa obtenidos en la optimización ha dado resultados muy aceptables ($R^2 = 0,9956$; $F(1; 38) = 1.590,118$; $P_\alpha < 0,001$) explicando el 99,56 % de la dispersión total con una significación estadística global menor de 0,001. La ecuación de la regresión es:

$$\text{Volumen regulación (m}^3\text{)} = -513,9 + 0,4 \text{ Demanda diaria máxima (m}^3\text{/día)} \quad (5.55)$$

En la figura 5.32 se muestran los valores residuales (valores reales menos valores que proporciona el modelo de la variable dependiente) frente a los valores estimados por el modelo. La nube de puntos obtenida es paralela al eje horizontal (se verifica la linealidad) y de anchura homogénea (se verifica la homogeneidad de varianzas). De este modo se presenta una distribución aleatoria de los puntos, sin poderse identificarse tendencias que indiquen algún tipo de correlación entre los valores estimados y residuales, con lo cual es aceptable el modelo propuesto.

Con respecto al contrato óptimo del suministro eléctrico se mantiene la tarifa 2.3 con discriminación horaria 3 y complemento de estacionalidad, y el modo 5A de facturar la potencia, pero lógicamente con distintas potencias contratadas en cada uno de los períodos de facturación ya que conforme aumenta la demanda mayores son las potencias máximas absorbidas y consecuentemente las potencias óptimas a contratar. Asimismo el resto de elementos de la optimización (tubería de impulsión y grupos de bombeo) también varían en función de la demanda. Los esquemas óptimos de operación del bombeo a la balsa de regulación tienen forma similar, usando únicamente las horas llano de tarifa eléctrica cuando el sistema de impulsión no puede satisfacer la demanda de la red de distribución con las horas bonificadas de la facturación eléctrica (figuras 5.22(a), 5.22(b), 5.22(c) y 5.22(d)). Todos estos resultados no se van a detallar en este trabajo para evitar información repetitiva y para no prolongarlo en exceso.

De igual modo, se han considerado tres tipos de curvas de modulación de la demanda horaria de agua, distintas a la determinada con los registros horarios del caudal impulsado por la estación de puesta en carga de la red de distribución a lo largo de una serie de ciclos de funcionamiento en la zona regable de Fuente Palmera (apartados 3.2.1 y 3.3.1). Estos tres patrones de demanda horaria se muestran en la figura 5.33. Para los dos primeros, se considera el consumo únicamente en horas valle (de 0 a 8 h), con un coeficiente de modulación de 0,125 , hasta que se llega a la demanda horaria máxima existente en la zona regable ($10.800 \text{ m}^3/\text{h} = 3 \text{ m}^3/\text{s}$, apartado 3.3.2). A partir de este punto, para la alternativa a) el patrón de demanda horaria es el existente en la zona regable en estudio (figura 3.6), y para la alternativa b) se aprovechan al

máximo las horas valle (coeficiente de modulación de 0,068) — con el límite en la demanda horaria máxima de 10.800 m³/h — y se modulan por igual las horas llano (de 8 a 10 h y de 14 a 24 h) con un coeficiente de 0,038 , sin existir consumo en horas punta (de 10 a 14 h). El tercer patrón de demanda horaria a considerar (alternativa c) supone un consumo igual durante todas las horas del día con un coeficiente de modulación de 0,042 , lo que implica una demanda máxima horaria de 6.700 m³/h = 1,86 m³/s. Hay que indicar que el sistema de distribución existente en la zona regable está diseñada para conducir hasta 5,67 m³/s por lo que se pueden considerar otros tipos de patrones de demanda horaria, aunque no es posible el consumo durante toda la campaña de riegos en horas valle ya que entonces se necesitarían mayores diámetros de tuberías y mayores grupos de bombeo.

Para la alternativa a) del patrón de demanda horaria, el modelo desarrollado para la optimización del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua ha dado como resultados de diseño los mismos obtenidos con el patrón determinado para la zona regable (figura 3.6), con la misma combinación del volumen de almacenamiento, grupos de bombeo, tubería de impulsión y contrato del suministro eléctrico (tabla 5.10). También es similar el régimen de operación óptimo de la impulsión a la balsa de regulación (figuras 5.22(a), 5.22(b), 5.22(c), 5.22(d) y 5.34), siendo los costes del consumo de energía en la estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución los que marcan las diferencias (14 %, tabla 5.28), consecuencia del uso único de horas bonificadas de tarifa eléctrica a principios y final de la temporada de riegos.

Tabla 5.28. Características de diseño y costes anuales de operación del sistema de impulsión de las soluciones óptimas obtenidas para cada uno de los patrones de demanda horaria considerados

Patrón demanda horaria	Diámetro tubería de impulsión (mm)*	Balsa de regulación		Contrato del suministro de energía eléctrica				
		Volumen total (m ³)	Volumen útil (m ³)	Tarifa y complementos	Modo facturar potencia			
Figura 3.6	1.400	91.000	65.000	2.3 DH3/E	5A			
Figura 5.33 a)	1.400	91.000	65.000	2.3 DH3/E	5A			
Figura 5.33 b)	1.400	70.000	50.000	2.3 DH3/E	5A			
Figura 5.33 c)	1.200	56.000	40.000	1.3 DH5	4			
COSTES ANUALES (PTA/AÑO)								
Patrón demanda horaria	Tubería impulsión	Balsa	Impulsión a balsa		Impulsión a red		Potencia contratada	Coste total
			Grupos bombeo	Consumo energía	Grupos bombeo	Consumo energía		
Figura 3.6	7.358.176	1.921.885	2.696.802	25.386.023	2.387.118	50.605.021	15.046.679	105.401.704
Figura 5.33 a)	7.358.176	1.921.885	2.696.802	25.165.409	2.387.118	43.362.734	15.099.571	97.991.695
Figura 5.33 b)	7.358.176	1.509.087	2.696.802	23.460.288	2.387.118	36.987.831	12.397.554	86.796.856
Figura 5.33 c)	6.128.864	1.235.021	1.403.321	27.933.754	2.696.802	51.457.402	11.658.021	102.513.185

* Timbraje de 15 atm

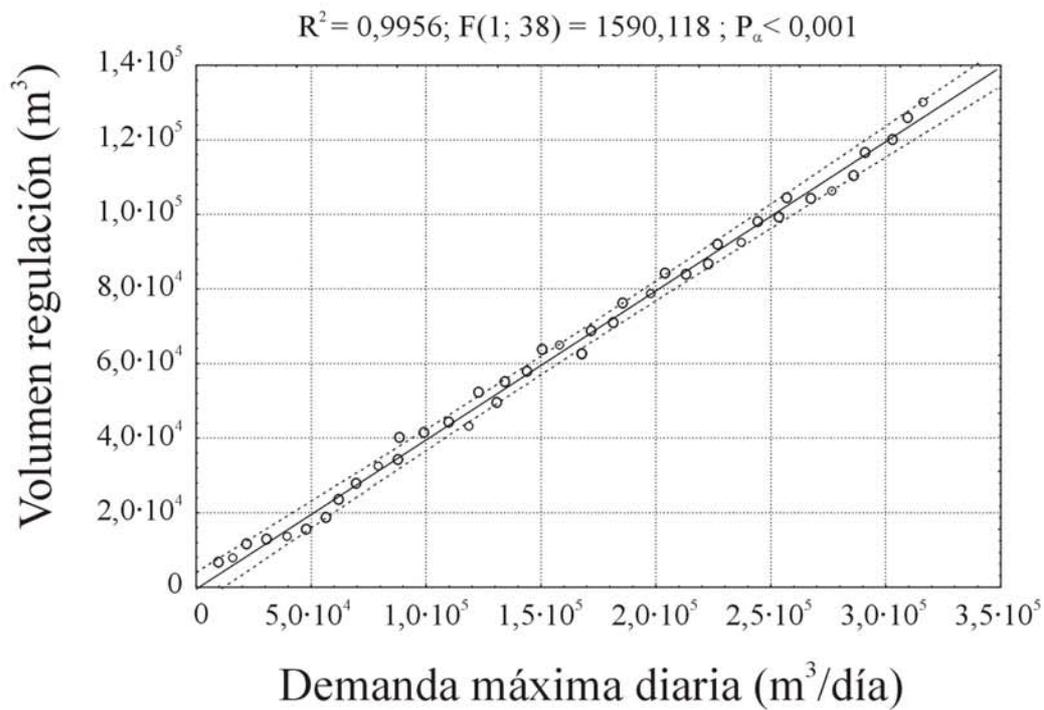


Figura 5.31. Modelo de regresión lineal entre los volúmenes óptimos de regulación de la balsa obtenidos con el modelo desarrollado y las demandas máximas diarias considerando la curva de modulación horaria de la figura 3.6 (límite de confianza al 95%)

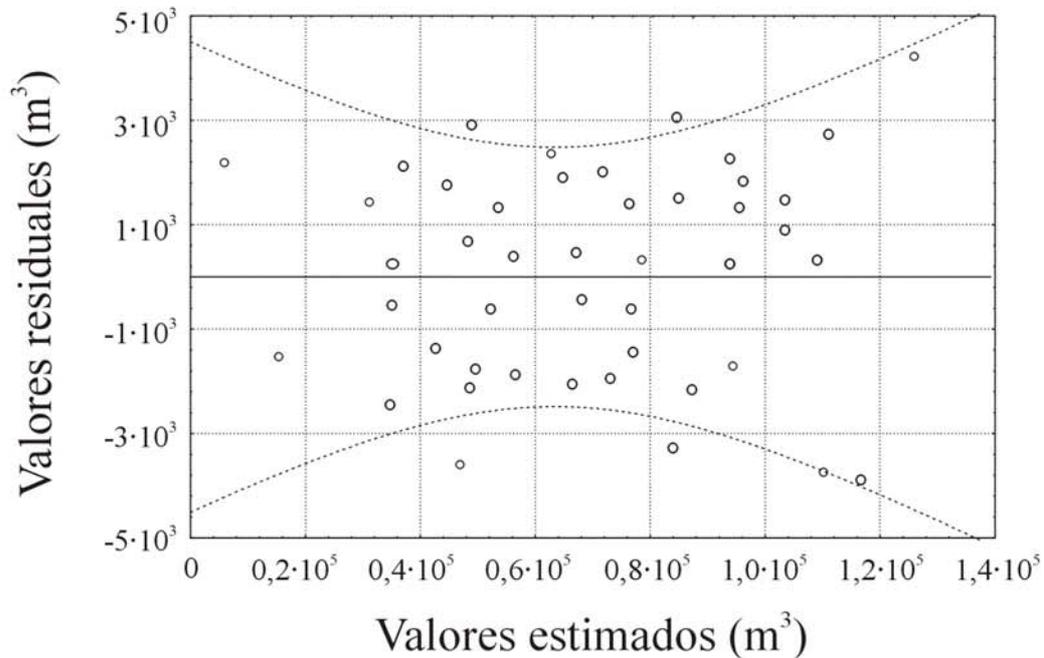


Figura 5.32. Valores residuales (valores reales menos valores que proporciona el modelo) frente a los valores estimados por el modelo de regresión lineal entre los volúmenes óptimos de regulación y las demandas máximas diarias (límite de confianza al 95%)

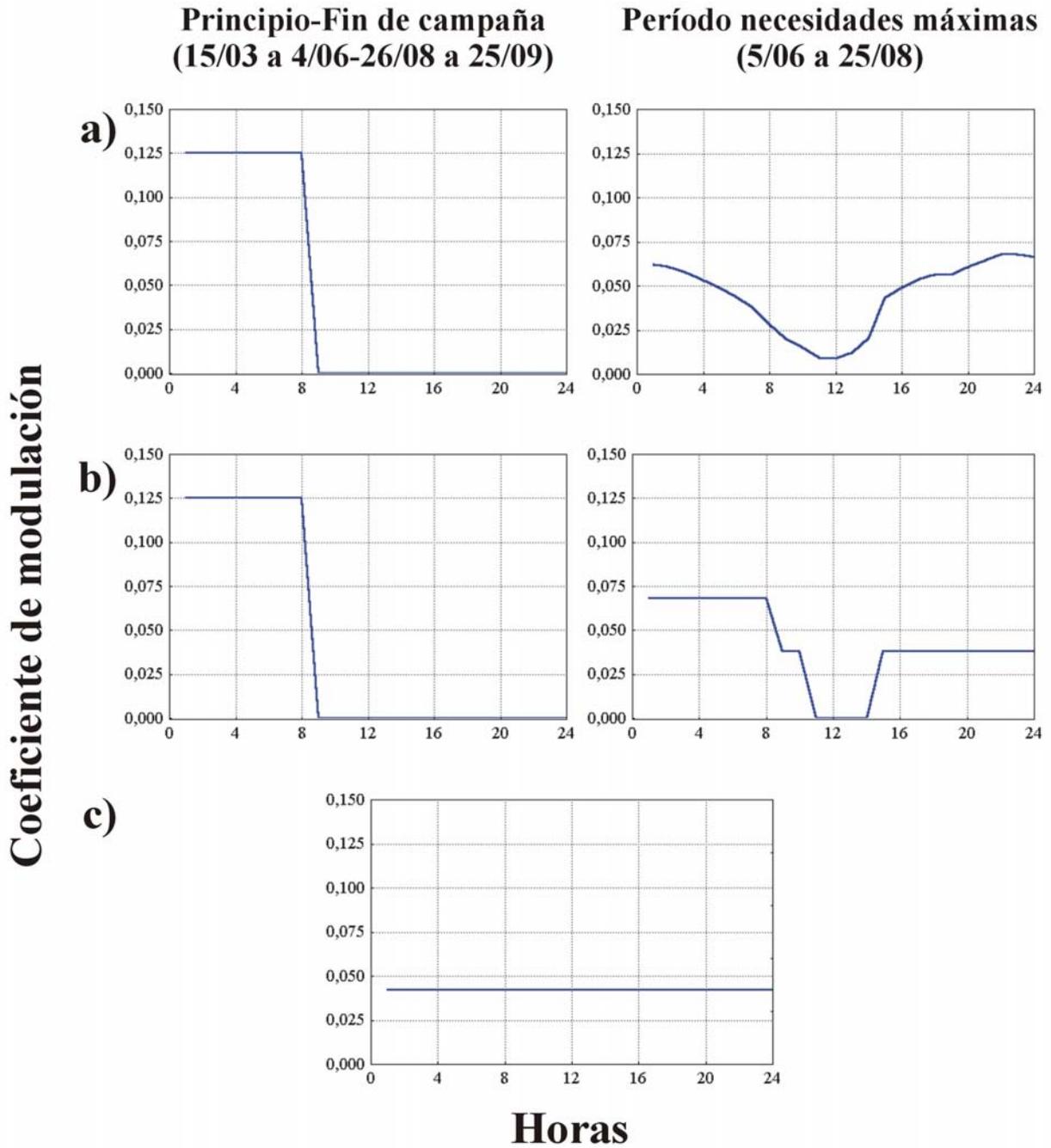


Figura 5.33. Tres tipos de curvas de modulación horaria de la demanda de agua. Las alternativas a) y b) tienen formas diferentes según estemos a principio y final de la temporada de riegos o en los periodos de máximas necesidades. Sin embargo, en la alternativa c) se usa indistintamente el agua durante todas las horas de la temporada de riegos

La solución óptima del diseño y gestión del sistema de impulsión y de almacenamiento con la alternativa b) de la curva de modulación horaria de la figura 5.33, tiene los mismos grupos de bombeo, tubería de impulsión y contrato del suministro eléctrico que la solución con el patrón de demanda obtenido en la zona regable. Sin embargo, el volumen de regulación de la balsa es de 50.000 m³, es decir, el 32 % de la demanda máxima diaria de la zona regable, y también son menores los costes energéticos, tanto los correspondientes al consumo de energía eléctrica como los de la potencia contratada (tabla 5.28). Destacan las diferencias (27 %) en el coste del término de energía de la estación de bombeo que impulsa directamente a la red de distribución, consecuencia del mayor uso de las horas bonificadas de tarifa eléctrica durante toda la temporada de riegos. Los costes del término de potencia son un 18 % menor, ya que al no haber demanda en las horas penalizadas de tarifa eléctrica, las potencias contratadas en los períodos de horas punta de temporada media y de horas punta de temporada baja y horas valle de temporada alta son ambos de 1 kW, en comparación con los 2.359 kW y 424 kW, respectivamente, que hay que contratar en la solución óptima con el patrón de demanda obtenido en la zona regable (tabla 5.10).

Los esquemas de operación óptimos de los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación tienen una forma similar con ambos patrones de demanda horaria, usando sólo las horas bonificadas de tarifa eléctrica al principio de los riegos hasta que es necesario el bombeo en horas llano para satisfacer la demanda de la red de distribución. La utilización de estas horas llano va aumentando conforme se llega al período de necesidades máximas, siendo menor con este nuevo patrón de demanda (alternativa b) figura 5.33) ya que los requerimientos en estas horas son menores (figuras 5.22(b) y 5.34), lo que implica una disminución del 8 % en los costes del término de energía en la impulsión a la balsa de regulación.

El patrón de demanda que no hace distinciones horarias en el consumo de agua (alternativa c de la figura 5.33) implica una demanda máxima (m³/h) menor al resto de las curvas de modulación consideradas, y como consecuencia, la solución óptima del sistema de impulsión y de almacenamiento tiene distintas combinaciones de grupos de bombeo y tubería de impulsión. De igual modo, difiere esta solución en el volumen de la balsa de regulación y en el contrato del suministro de energía eléctrica. El volumen de regulación resulta ser el 25 % de la demanda máxima diaria de la zona regable. La tarifa eléctrica 1.3 con complemento de discriminación tipo 5 y modo 4 de facturar la potencia es la más idónea en esta nueva situación. Estas características implican tanto costes anuales de amortización como de operación distintos a los obtenidos con el patrón de demanda horaria de la zona regable.

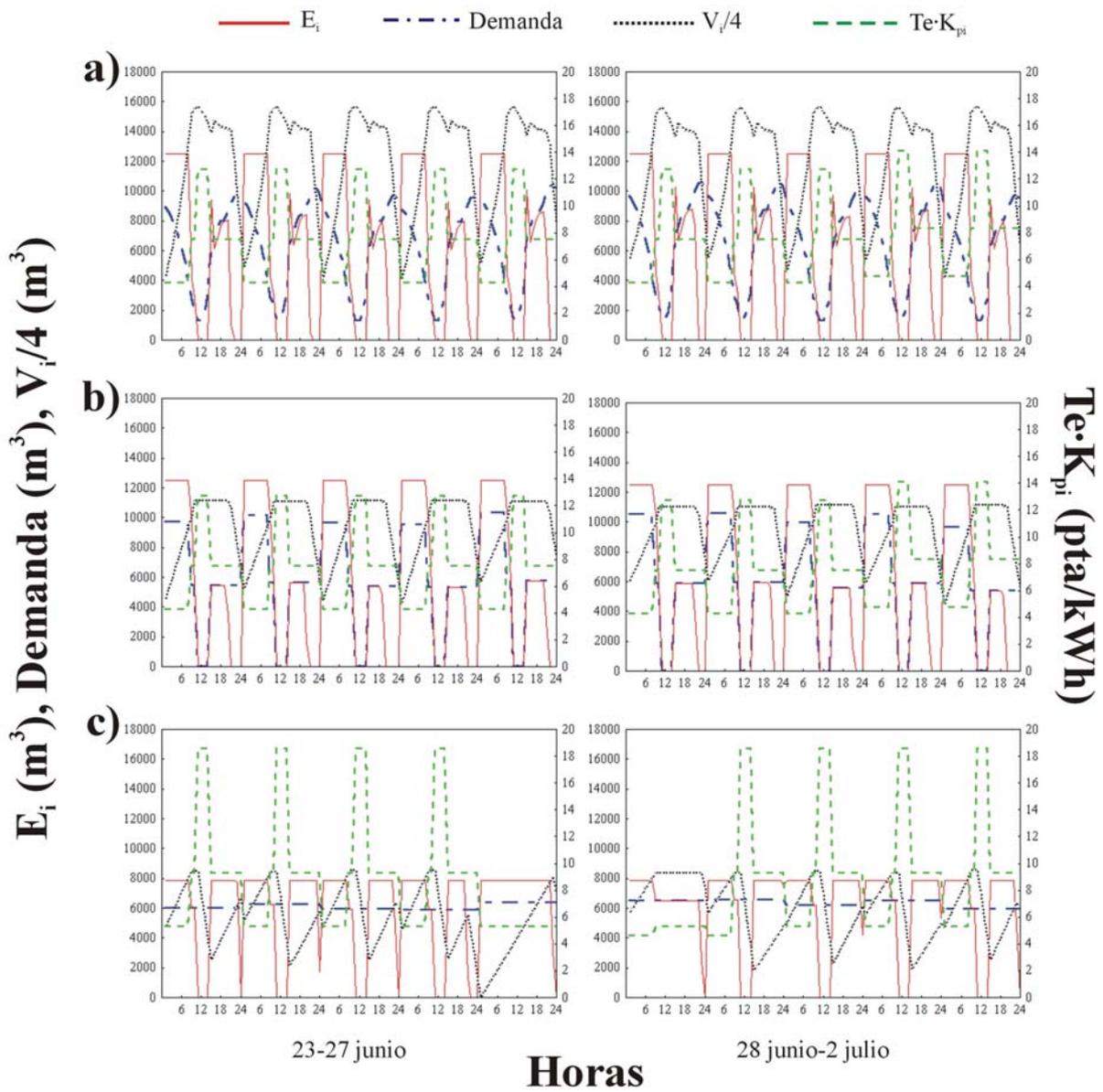


Figura 5.34. Régimen de operación óptimo del sistema de impulsión hasta la balsa de regulación durante un periodo de necesidades máximas de agua para las alternativas a), b) y c) de los patrones de demanda horaria de la figura 5.33. Se representa el volumen impulsado en cada hora i por la estación de bombeo (E_i), la demanda horaria de agua de la red de distribución, el volumen útil almacenado en cada hora i en la balsa (V_i) y el precio del kWh en cada hora i y de la campaña de riegos ($Te \cdot K_{pi}$)

En los costes energéticos, mientras que las diferencias son pequeñas en los costes del consumo de energía de ambas estaciones de bombeo, los costes de la potencia a contratar son menores en un 22,5 % con este nuevo patrón de demanda (alternativa c de la figura 5.33), debido a las menores potencias máximas demandadas en los períodos valle y llano y a la similitud de éstas con las potencias máximas demandadas en horas punta, lo que reduce significativamente los términos $(P_2 - P_1)$ y $(P_3 - P_2)$ de la ecuación (4.9), y a que la tarifa 1.3 tiene menores costes del kW contratado (Anexo 4.I). La regla general de los esquemas de operación óptimos se mantiene, usando las horas llano cuando la demanda de la red de distribución lo requiere, aunque en este caso se llegan a usar en los períodos de máximas necesidades hídricas todas estas horas y además se bombea el aporte potencial horario (figura 5.34). Esto supone un coste del consumo de energía de la estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación de un 9 % mayor que en la solución óptima con el patrón de demanda horaria de la zona regable. Asimismo, el coste del consumo de energía en la estación de rebombeo es un 1,7 % mayor ya que no hay discriminación de horas en el bombeo. Ambos costes también aumentan como consecuencia del mayor precio del kWh en la tarifa eléctrica 1.3 (Anexo 4.I).

Los costes totales menores se consiguen con la alternativa b) del patrón de demanda horaria, en el que se aprovechan al máximo las horas bonificadas de tarifa eléctrica. Le siguen la alternativas a) y c), en el orden indicado, siendo la solución óptima con el patrón de demanda existente en la zona regable la alternativa menos económica. Según esto, resulta más conveniente la no discriminación de las horas si se mantiene el mismo patrón de demanda durante toda la temporada de riegos.

5.5. DISCUSIÓN

5.5.1. Selección de los grupos motor-bomba en la impulsión a la balsa de regulación y en el rebombeo

Las combinaciones de los grupos de bombeo preseleccionados, para las estaciones de bombeo que impulsan a la balsa de regulación y a la red de distribución, son aquellas que presentan los mejores rendimientos para el punto de funcionamiento de necesidades máximas. De este modo, la alternativa idónea para estas condiciones es la que tiene un coste total mínimo. Sin embargo en impulsiones con caudal variable, la valoración energética (diseño óptimo) de sistemas de bombeo debe tener en cuenta la distribución de los caudales a lo largo de la campaña de riegos y el escalonamiento de los grupos motor-bomba. Para ello se determina que combinación de bombeo se adapta mejor a la curva característica del sistema de impulsión, es decir, se compara hora a hora los rendimientos de los grupos, pudiendo resultar (como así ocurre en la impulsión a la balsa de regulación) una combinación de bombas con peores características en el punto de caudal máximo, la que tenga los menores costes durante todo el régimen de funcionamiento.

Las combinaciones óptimas de grupos motor-bomba son las que tienen un mayor fraccionamiento de la potencia total necesaria. Se consigue así una mayor elasticidad en el sistema de impulsión y, por consiguiente, unos rendimientos global y de regulación bastante aceptables en los grupos de bombeo que impulsan a la balsa de regulación y a la red de distribución. En los primeros se consiguen mejores rendimientos, ya que tienen un funcionamiento más regular trabajando próximos a su punto de rendimiento máximo, con valores de altura de elevación y de caudal más constantes.

Asimismo, la metodología desarrollada considera el precio horario de la energía eléctrica, lo que supone la determinación con mayor exactitud del coste energético del sistema de impulsión. Por esto, al comparar los costes del consumo de energía de las combinaciones de bombeo óptimas con los obtenidos en la preselección de las bombas (un único punto de funcionamiento y precio medio de la energía eléctrica de 8,45 pta/kWh) resultan un ahorro del 15 % en el coste energético de la impulsión a la balsa de regulación y aumento del 70 % en el coste energético del rebombeo. Esto se debe a que en la primera estación de bombeo se usan mayoritariamente las horas valle (4,26 pta/kWh) trabajando los grupos próximos al punto de rendimiento máximo. Sin embargo, en la segunda estación de bombeo se hace más uso de las horas llano (7,47 pta/kWh) y asimismo se utilizan algunas horas punta (12,70 pta/kWh), en las cuales los rendimientos son menores a los óptimos, ya que con uno o dos grupos funcionando las diferencias entra las alturas de energía real y necesaria son mayores que con más bombas.

Luego es importante llamar la atención sobre la evaluación de los rendimientos de los grupos de bombeo, a la que en general se le presta poca importancia en el diseño de una red de distribución, pero que puede incrementar los gastos de explotación posteriores. Para dar una idea de la magnitud de la cuestión, si consideramos una bomba con un caudal de 0,5 m³/s a 100 m.c.a. impulsando agua 16 horas al día durante la mitad de días de un año y un coste del kWh de 8,45 pta, el pasar de un rendimiento del 75 % al 80 % supone un ahorro energético anual de 1.014.862 pta. Se ha tomado una diferencia de rendimientos sólo del 5 %, pero este valor fácilmente puede ser mayor disparando las cifras de ahorro posible.

De este modo la evaluación de un sistema de impulsión, y por tanto, el diseño y optimización, que se lleva a cabo en este trabajo se realiza de un modo más aproximado que el ofrecido por las metodologías ‘tradicionales’ basadas en un único punto de funcionamiento de los impulsores (Stetson y col., 1975; Lansey y Mays, 1989; Jowitt y Germanopoulos, 1992; Breytenbach y col., 1996) y/o que no consideran la diferenciación horaria en el precio de la energía eléctrica (Tarquin y Dowdy, 1989; Brion y Mays, 1991; López-Luque y col., 1995).

5.5.2. Capacidad de la balsa de regulación

La presencia de la balsa de regulación entre la captación y la red de distribución además de usarse como acumulación del recurso agua, permite optimizar el caudal de trabajo de los diferentes

elementos que tiene aguas arriba, al independizar dichos caudales de la variabilidad del uso del agua en la red de distribución, ya que es la balsa la encargada de asumir estas discrepancias entre el caudal que le llega y el caudal demandado. De este modo el régimen de funcionamiento óptimo de la impulsión a la balsa supone el uso exclusivo de las horas bonificadas de tarifa eléctrica, hasta que es necesario el uso de algunas horas de coste medio cuando estamos en período de máximas necesidades hídricas del cultivo. No es necesario bombear a la balsa en horas penalizadas de tarifa eléctrica. Por esto en la estación de bombeo que impulsa directamente el caudal variable demandado por la red de distribución, el coste de energía es el 50 % mayor al de la impulsión a la balsa, y además, al ser el régimen de funcionamiento menos constante se consiguen peores rendimientos, lo que asimismo, eleva el coste energético.

Con el patrón de demanda horaria existente en la zona regable, el volumen de regulación óptimo resulta ser del orden del 40 % de la demanda máxima diaria, siendo algo inferior a los obtenidos por Sabet y Helweg (1989) y Nel y Haarhoff (1996) en redes de distribución urbanas, con una curva de modulación horaria de la demanda de agua con consumos mínimos en las horas nocturnas (horas bonificadas de tarifa eléctrica) y consumos muy similares en las horas diurnas (horas llano y punta de tarifa eléctrica). Sin embargo, este resultado es mucho menor al recomendado por otros autores (Amigó y Aguiar, 1994; Fuertes y col., 1996) que sugieren un volumen correspondiente a la regularización del caudal del día de mayores necesidades hídricas. Su pequeño valor se debe a que el coste actual de la construcción de las balsas es aún elevado, lo que viene a significar en muchos casos una fuerte inversión con respecto al coste de los demás elementos de la red. Este volumen de regulación óptimo es aquel que minimiza el coste total teniendo en cuenta los costes de la tubería de impulsión, las bombas y la balsa, por un lado, y los costes de la energía eléctrica debidos al consumo de las bombas y al contrato de la potencia, por otro.

La capacidad de almacenamiento resultante, que en el caso en estudio supone un régimen de funcionamiento de los grupos de bombeo con periodicidad diaria, depende de la evolución de los usos de agua a lo largo de la campaña de riegos en días sucesivos. Así se obtiene la menor capacidad de las balsas en aquellos patrones de demanda horaria con menores fluctuaciones en sus coeficientes de modulación, como así mismo concluyen Mehta y Goto (1992) e Hirose (1997). De este modo el volumen óptimo de regulación, para el patrón de demanda de agua sin discriminación horaria en los usos de agua, resulta de un 25 % de la demanda máxima diaria de la red de distribución.

Si no hay balsa de regulación en el sistema optimizado, la impulsión directa al depósito de aspiración de la segunda impulsión, tiene un coste del consumo de energía un 33 % mayor, y el coste total es un 8 % mayor al resultante con la balsa. Hay que tener en cuenta que no siempre la incorporación de una balsa de regulación es la solución más idónea, ya que puede que la inversión inicial no se compense con el ahorro de energía eléctrica. Este puede ser el caso de una zona donde la búsqueda de un emplazamiento con cota suficiente puede alejar excesivamente la balsa de la zona de consumo, e incluso de la estación de bombeo, dando lugar a unas pérdidas de carga adicionales en las tuberías que aumenten las necesidades de potencia de la instalación y, por

consiguiente, aumenten los costes globales. Para llegar a este resultado será necesario realizar el estudio comparativo de costes con los datos concretos de la red de distribución en estudio.

5.5.3. Contrato del suministro de energía eléctrica

El contrato óptimo de energía eléctrica implica una tarifa 2.3 con discriminación horaria tipo 3, complemento de estacionalidad y modo 5A de facturar la potencia. En la metodología desarrollada para llegar a esta solución, se evalúan, a partir de los hábitos de los regantes, los costes energéticos de cada tipo de facturación. Es decir, se adapta el tipo de discriminación horaria al proceso de demanda energética, que es diferente a cambiar la forma en que se realiza la demanda para utilizar los intervalos más económicos que proporcionen las tarifas eléctricas. Hasta abril de 1999, la zona regable ha tenido contratada la tarifa R.3 con discriminación horaria tipo 3, y en el capítulo 3 se muestra como los regantes han adaptado su forma de consumir a esta discriminación, lo que ha supuesto que este tipo sea el óptimo.

Debido a la estacionalidad y variabilidad del uso del agua en la zona regable, el tipo 5 de discriminación horaria es el que presenta los menores costes en el consumo de energía eléctrica. Sin embargo, los costes totales de estos contratos aumentan como consecuencia de la facturación de la potencia, siendo el modo 4 (tres máxímetros) el más económico. Así el contrato de la tarifa 3.3 con discriminación tipo 5 tiene un coste del término de energía el 30 % menor a la tarifa 2.3 con discriminación 3 y complemento de estacionalidad. Sin embargo, la primera presenta un coste del término de potencia que es el 80 % mayor a la segunda. Para las discriminaciones horarias 3 y 4 las menores facturaciones del suministro de energía eléctrica se presentan con el complemento de estacionalidad y el modo 5A (seis períodos tarifarios) de facturar la potencia o con un contrato de temporada de 7 meses y el modo 4 de facturar la potencia.

Las tarifas generales de media y corta utilización presentan mejores facturaciones del suministro eléctrico que las tarifas R para riego agrícola, a pesar de que estas últimas derivan de las tarifas generales de corta utilización con una reducción en el coste del término de potencia para tener en cuenta la estacionalidad del consumo (Toledano y Ortiz, 1993), y son las mayoritariamente contratadas en los riegos. Esta mejor respuesta de las tarifas generales radica en la imposibilidad de considerar el complemento de estacionalidad, la discriminación horaria tipo 5 y los contratos de temporada en las tarifas R, complementos éstos que se adaptan a la estacionalidad del uso del agua en las zonas regables y que si son aplicables a las tarifas generales. De este modo, con las características reales de la zona regable de Fuente Palmera, el cambiar de la tarifa R.3 con discriminación horaria 3 a la tarifa 2.3 con discriminación 3 y complemento de estacionalidad, supone un ahorro del 38 % en el coste del consumo de energía.

Se ha de ser consciente de que si los regantes cambian su forma de consumir, el contrato de energía eléctrica puede que sea otro. Por esto se han evaluado diversos patrones de demanda horaria. La solución global más económica se obtiene con las curvas de modulación en la que se

aprovechan al máximo las horas bonificadas de tarifa eléctrica tanto a principio y final como en los períodos de máximas necesidades hídricas de la temporada de riegos, manteniéndose el mismo tipo de contrato del suministro eléctrico que con el patrón de demanda existente en la zona regable pero los costes energéticos son menores. Sin embargo, cuando no hay discriminación horaria de los usos de agua, el mejor contrato eléctrico es la tarifa 1.3 con discriminación horaria tipo 5 y modo 4 de facturar la potencia, teniendo un coste total anual menor al de la solución óptima con el patrón de demanda de la zona regable. De este modo, resulta más conveniente la no distinción horaria en el uso de agua durante todas las horas de un día de riego, medida menos compleja que el evitar el consumo de agua en las horas penalizadas de tarifa eléctrica y que, por tanto, facilita la gestión de la red de distribución.

En el contrato de comercialización de energía eléctrica formalizado entre la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera y Endesa Energía S.A. en el mercado libre, se paga la energía suministrada (kWh) según el período de discriminación horaria en que se efectúen los consumos. Esta discriminación resulta similar a la tipo 3 del mercado de energía eléctrica a tarifa regulada, que asimismo es la que resulta idónea en la solución óptima, ya que el comercializador de energía eléctrica ha adaptado el tipo de discriminación a la demanda energética del consumidor, punto principal en la nueva Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997, B.O.E. 28-11-1997) en la que se pretende un suministro apropiado de energía eléctrica para cada usuario.

Con respecto al término de potencia, a excepción de las tarifas generales de alta tensión en el mercado libre, las potencias óptimas a contratar resultan inferiores a las máximas demandadas registradas por los maxímetros (excepto para el modo 5B), por lo que se van a soportar en meses puntuales las penalizaciones correspondientes al sobrepasar el 105 por 100 de la potencia contratada pero los costes totales anuales van a ser menores. Por otro lado el coste de la potencia contratada se hace menor conforme mayor es el número de períodos de discriminación considerados. Así se pasa de una potencia facturada sin maxímetro de 82.209 kW a una de 26.725 kW con seis maxímetros. Un mayor número de períodos horarios implica una mayor inversión en equipos contadores pero este coste es insignificante en comparación con los ahorros conseguidos (Real Decreto 2821/1998, B.O.E. 30-12-1998).

En cuanto a las potencias a contratar en las tarifas generales de alta tensión con las condiciones del mercado liberalizado de energía eléctrica, éstas deben ser las potencias máximas demandadas en cada período horario, debido a las altas penalizaciones que se le imponen a los consumidores por sobrepasar las potencias contratadas.

La aplicación del modelo de optimización del diseño y la gestión del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua, con las condiciones del suministro eléctrico formalizadas en el mercado liberalizado, implica un coste energético del 12 % mayor a la solución óptima a tarifa regulada. Estadísticamente no hay diferencias entre los rendimientos de las bombas de las soluciones óptimas a tarifa regulada y en el mercado libre, siendo la diferencia de precios del kWh en los distintos períodos horarios la causa fundamental de los mayores costes energéticos. Así se tienen en el mercado libre precios del kWh menores en horas punta, similares en horas

llano y mayores en horas valle, y como en el esquema de operación óptimo de la estación de bombeo que impulsa a la balsa de regulación sólo se usan las horas valle y algunas horas llano, los costes energéticos de la solución óptima a tarifa regulada resultan más económicos.

En la valoración energética de los sistemas de impulsión desarrollada resulta evidente la necesidad del conocimiento de la estructura de las tarifas eléctricas, o en el caso del mercado libre, las condiciones del suministro eléctrico. Sin embargo, la mayoría de los autores consideran sólo en el coste energético el término de energía (pta/kWh), pero no tienen en cuenta el término de potencia (pta/kW-mes), ni los complementos de discriminación horaria y de estacionalidad, ni el modo de facturar la potencia, ni la posibilidad de hacer contratos de temporada. Así, por ejemplo, el no considerar en el contrato de la tarifa 3.3 con discriminación horaria tipo 5 el coste del término de potencia supone el obviar el 55 % del coste total del suministro de energía eléctrica. Con la metodología propuesta se obtendrá la combinación óptima de estos parámetros que determinan la facturación de energía eléctrica.

El modelo desarrollado, a partir de la valoración del mejor contrato del suministro eléctrico a tarifa regulada, se constituye como ‘arma de gestión’ de las zonas regables en las negociaciones con la compañía eléctrica del contrato del suministro en el mercado liberalizado, debido a la similitud de la estructura de las tarifas reguladas con las tarifas de acceso a las redes en el mercado libre (capítulo 4). Asimismo permitirá la comparación de las condiciones que ofertan las distintas compañías eléctricas, y así elegir la mejor.

5.5.4. Incorporación de un accionamiento de variación de velocidad en los grupos de bombeo

Generalmente, los sistemas de impulsión se diseñan con los grupos de bombeo dimensionados para el valor del caudal máximo. Sin embargo, un porcentaje significativo del tiempo de operación corresponde a condiciones distintas a las de proyecto, como así ocurre, en el caso en estudio, en las estaciones de bombeo que impulsan a la balsa de regulación y a la red de distribución. Ante esta situación, los accionamientos de variación de velocidad pueden proporcionar significativos ahorros de energía en comparación con el estrangulamiento de la descarga de la bomba para reducir la capacidad.

La reducción de los costes del consumo de energía eléctrica al incluir en las estaciones de bombeo un grupo de velocidad variable ha resultado pequeña (del 2,5 % en la estación que impulsa a la balsa y del 7 % en el rebombeo) en comparación con la obtenida por otros autores como Lambeth y Houston (1991), Wood y Reddy (1995) y Hanson y col. (1996). Esto se debe (tanto en la impulsión a la balsa de regulación como en el rebombeo) al considerable número de horas de funcionamiento en las que el rendimiento de la bomba de velocidad variable es bajo debido a los pequeños caudales que la trasiegan. Estos pequeños caudales son consecuencia de que para funcionar sobre la curva característica del sistema de impulsión, la bomba de velocidad

variable se debe ‘adaptar’ al funcionamiento de las bombas de velocidad fija. Asimismo, y como ya se indicó en la metodología, puede que se consigan mayores ahorros con la bomba de velocidad variable si el número de bombas en paralelo para la regulación del sistema es menor, ya que hay que tener en cuenta que el fraccionamiento de potencia en análisis es el óptimo cuando todos los grupos son de velocidad fija, obteniéndose ya rendimientos bastante aceptables.

Asimismo, y a pesar de que en los grupos de bombeo que impulsan a la balsa se consiguen mejores rendimientos que en los grupos que impulsan directamente a la red de distribución, al igual que cuando todos los grupos son de velocidad fija, la disminución de los costes del consumo de energía eléctrica al incluir un accionamiento de variación de velocidad es mayor en el rebombeo. Esto se explica porque en la política de bombeo de la estación de toma el 50 % de las impulsiones son del aporte potencial horario, lo que implica que la bomba de velocidad variable se comporta como una bomba de velocidad fija al girar a velocidad nominal, y por tanto, las potencias absorbidas son iguales que cuando todas las bombas son de velocidad fija.

Con respecto a los costes por la potencia contratada, se consiguen mayores ahorros (del 18 %) que en el coste del consumo de energía eléctrica. Por lo que el ahorro total en los costes energéticos resulta del orden del 28 % con la incorporación de una bomba de velocidad variable en cada una de las estaciones de bombeo. Sin embargo, debido al aumento en los costes de inversión por el alto precio de los variadores de velocidad (semejante al grupo motor-bomba al que acompaña), la reducción de los costes globales anuales es del orden del 6 % con respecto a tener todas las bombas de velocidad fija.

Aunque la disminución en los costes totales puede resultar no muy significativa para el caso en estudio, también hay que tener en cuenta los ahorros provenientes del mantenimiento, productividad, fiabilidad y longevidad de los grupos de bombeo. El mantenimiento del valor del rendimiento próximo al punto óptimo de diseño supone mayor duración de todas las piezas sometidas a desgaste, lo que conduce directamente a la reducción de los costes de mantenimiento, y de modo indirecto, a través de la mayor fiabilidad, a una mejor productividad.

5.5.5. Sistema de impulsión optimizado versus sistema de impulsión actual

La razón principal de los mayores costes de inversión y energéticos en la situación actual de la zona regable, estriba en las dimensiones de los grupos de bombeo, proyectados para satisfacer unas necesidades hídricas en el mes de máximo consumo de 2.400 m³/ha (alternativa de cultivos considerada en el proyecto de la zona regable de Fuente Palmera: 40 % alfalfa, 30 % maíz, 20 % remolacha y 10 % algodón), mientras que para la alternativa media de cultivos considerada en este trabajo (apartado 2.3) es de 1.530 m³/ha, y asimismo, y como se vio en el capítulo 3, la tendencia de dicha zona regable es que los consumos sean menores a las necesidades hídricas de los cultivos.

En el coste del consumo de energía, además de las mayores dimensiones de los grupos de bombeo que suponen mayores potencias absorbidas, también influyen: a) el mayor número de horas de funcionamiento en período llano y punta en la primera impulsión en comparación con la solución con balsa de regulación; b) los rendimientos bajos obtenidos como consecuencia de los excesos de altura de energía que probablemente pueden disminuir con un mayor fraccionamiento de la potencia de los grupos o con un accionamiento de velocidad variable.

Con los mismos elementos en la red de distribución, la misma forma de regulación de éstos y la misma forma de demandar los regantes, si se mantiene la tarifa R.3 con discriminación horaria tipo 3, puede conseguirse un menor coste en el término de potencia si se usan tres máxímetros (valle, llano y punta) y, lógicamente si se contratan las potencia óptimas. Sin embargo para las condiciones existentes, la tarifa 2.3 con discriminación horaria tipo 3, complemento por estacionalidad y modo 5A de facturar la potencia, es el mejor contrato del suministro eléctrico a tarifa regulada.

El contrato de comercialización de energía eléctrica formalizado con Endesa Energía S.A. a partir del 1 de mayo de 1999, supone una reducción de los costes energéticos del 6 % con respecto al contrato a tarifa regulada existente con anterioridad en la zona regable, consecuencia de los menores precios del kWh en horas punta y llano en el mercado libre, destacando la diferencia de precios en horas punta y siendo similares en horas llano y valle. Asimismo, con la metodología propuesta para el diseño y la gestión óptimos del sistema de impulsión, se obtienen unos ahorros de los costes energéticos y totales del 31 % y del 30 %, respectivamente, con respecto a la situación actual de la zona regable en el mercado liberalizado de energía eléctrica.

5.6. BIBLIOGRAFÍA

- Abreu, J.M.; J. Camarasa y P. Iglesias. 1992. Los depósitos en los sistemas de abastecimiento. *Curso de Ingeniería Hidráulica aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, tomo II, capítulo 16.
- Agüera, J. 1996. *Mecánica de fluidos incompresibles y turbomáquinas hidráulicas*, IV Edición, Ciencia 3, S.A, 700 pp.
- Aldworth, G.A. 1983. Energy-saving pump selection. *J. AWWA*, 496-501 (octubre).
- Aliaga, C.; R. Griñó y M. Barracó. 1998. Optimización de las estrategias de control de redes de transporte hidráulico. *Ingeniería del Agua*, 5: 75-80.
- Álvarez, J.A.; D. Carmona; E. Romero y A.R. Celma. 1997. Método de elección de la tarifa más adecuada en sistemas con régimen de carga establecido. *Energía*, 3: 93-98.

- Amigó, E. y E. Aguiar. 1994. *Manual para el diseño, construcción y explotación de embalses impermeabilizados con geomembranas*. Dirección General de Estructuras Agrarias, Consejería de Agricultura y Alimentación, Gobierno de Canarias, 221 pp.
- Aragónés, F. 1990. *Optimización de abastecimientos de agua, método de los costes anuales actualizados mínimos. Aplicación al plan de transformación de la zona regable de Palma del Río (Córdoba)*. Trabajo Profesional Fin de Carrera. Universidad de Córdoba.
- Arnold, J.G. y C.O. Stockle. 1991. Simulation of supplemental irrigation from on-farm ponds. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 117: 408-422.
- Banks, F.E. 1994. Electricity pricing in Sweden in theory and practice. *Energy Resour.*, 16: 519-530.
- Banks, F.E. 1995. Economic theory and electricity futures markets. *Proc., 18th Int. Conf. of the Int. Ass. for Energy Economics*, Washington D.C., July 5-8, 1995.
- Banks, F.E. 1996. Economics of electricity deregulation and privatization: an introductory survey. *Energy*, 21: 249-261.
- B.O.E. 29-12-1982. Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre de 1982, por el que se establece el reglamento sobre acometidas eléctricas. *ARANZADI. Repertorio cronológico de legislación*, 1983, vol. III, 3.484: 5.779-5.783.
- B.O.E. 14-1-1995. Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas. *ARANZADI. Repertorio cronológico de legislación*, 1996, vol. I, 123: 346-367.
- B.O.E. 28-11-1997. *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, núm. 285: 35.097-35.126.
- B.O.E. 27-12-1997. *Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998*, núm. 310: 38.031-38.037.
- B.O.E. 30-12-1998. *Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999*, núm. 312: 44.106-44.112.
- Breytenbach, P.; J.A. Meiring y L.K. Oosthuizen. 1996. The importance of the cost of electricity in irrigation farming. *Water SA*, 22: 333-338.
- Brion, M. y L.W. Mays. 1991. Methodology for optimal operation of pumping stations in water distribution systems. *J. Hydr. Engrg.*, 117: 1.551-1.569.
- Buchleiter, G.W.; H.R. Duke y D.F. Heermann. 1981. Regional management of electrical loads for irrigation. *ASAE Paper* n° 81-2.072, ASAE, St. Joseph, Michigan 49.085.

- Buchleiter, G.W. y D.F. Heermann. 1986. Using computers to manage irrigation systems. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 112: 354-365.
- Buchleiter, G.W. y D.F. Heermann. 1990. Management of multiple pump stations. *Applied Engrg. in Agric.*, 6: 39-44.
- Buchleiter, G.W.; D.F. Heermann y H.R. Duke. 1984. Integrated water-energy management system for center pivot irrigation: functional requirements. *Trans. ASAE*, 27: 1.419-1.423.
- Caballer, V. y N. Guadalajara. 1998. El cálculo del valor del agua como coste. Los recursos hídricos superficiales. *Valoración económica del agua de riego*. Mundi-Prensa, Madrid, 2: 23-48.
- Centre Agropecuari "Mas Bové" (C.A.M.B.). 1986. *Balsas y embalses para riego*. Generalitat de Catalunya, Diputació de Tarragona y Solvay Láminas Industriales, s.a.
- Chao, J. 1979. Can off-peak pumping cut utility power operating costs? *J. Am. Water Works Assn.*, 71: 259-263.
- Chase, D.V. y L.E. Ormsbee. 1991. An alternative formulation of time as a decision variable to facilitate real-time operation of water supply systems. *Proc., 18th Annu. Conf. of the ASCE Water Resour. Planning and Mgmt. Div.*, ASCE, New York, N.Y., 923-927.
- Chávez-Morales, J.; M.A. Mariño y E.A. Holzapfel. 1992. Planning simulation model of irrigation district. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 118: 74-87.
- Chen, S.; B. Ulanicki; J.P. Rance y B. Coulbeck. 1993. A general purpose optimizer for large scale water supply and distribution systems. *Integrated Computer Applications in Water Supply. Methods and Procedures for Systems Simulation and Control*. B. Coulbeck (Ed.), Research Studies Press, John Wiley and Sons, UK, Vol. 1: 239-258.
- Chotisasitorn, M. y R.C. Ward. 1976. Water management strategies for small irrigation reservoirs in Northeast Thailand. *Trans. ASAE*, 25: 524-528.
- Clément, R. y A. Galand. 1979. *Irrigation par aspersion et réseaux collectifs de distribution sous pression*. Editions Eyrolles, París.
- Comunidad de regantes de Fuente Palmera. 1984-1998. Memorias de las campañas de riego desde 1984/85 hasta 1997/98.
- Conte, S. D. y C. Boor. 1974. La solución de ecuaciones no lineales. *Análisis numérico elemental, un enfoque algorítmico*. McGraw-Hill, 2^a ed., 2: 29-96.
- Coulbeck, B. 1984. Optimization of water networks. *Trans. Inst. MC6*, 271-280.

- Coulbeck, B. 1995. Optimización del régimen de operación de las estaciones de bombeo para reducir los costes energéticos. *Mejora del rendimiento y de la fiabilidad en sistemas de distribución de agua*. Aguas de Valencia y U.D. Mecánica de Fluidos (UPV), 9: 271-296.
- Coulbeck, B. y C.H. Orr. 1984. A network analysis and simulation program for water distribution systems. *Civil Engrg. Systems*, 1: 139-144.
- Coulbeck, B. y C.H. Orr. 1989. Dynamic programming for optimization of pump selection and scheduling in water supply systems. *Dynamic programming for optimal water resources systems analysis*. A. Esogbue (Ed.), Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J., 289-296.
- Crawley, P.D. y G.C. Dandy. 1993. Optimal operation of multiple-reservoir system. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 119: 1-17.
- Duke, H.R. 1990. Electric-powered irrigation: demand, use and control. *Energy in world agriculture, Vol. 3: Electrical energy in agriculture*. K.L. McFate (Ed.), Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, 12: 225-249.
- Duke, H.R.; M.C. Blue y D.F. Heermann. 1984 a. Computer interfacing for center pivot monitoring, control and irrigation scheduling. *Agric. Electronics*, 1: 219-227.
- Duke, H.R.; D.F. Heermann y M.C. Blue. 1984 b. Computer control of irrigation for electrical load management. *Trans. ASAE*, 27: 597-602 & 608.
- Edwards, D.R.; J.A. Ferguson y E.O. Fryar. 1992. Analyzing conjunctive use reservoir performance for soybean irrigation. I: Development of a simulation model. *Trans. ASAE*, 35: 129-135.
- Fuertes, V.S.; J. García-Serra y M. García. 1996. Los Depósitos en los Sistemas de Distribución. *Ingeniería Hidráulica Aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua*. U.D. Mecánica de Fluidos de la Universidad Politécnica de Valencia y Aguas de Valencia, S.A. (Eds.), Vol. II, capítulo 19: 877-935.
- García-Serra, J. y M. Moreira. 1992. La inyección directa a red con grupos de velocidad fija y variable. *Curso de Ingeniería Hidráulica aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, tomo II, capítulo 17.
- Giles, R.V. 1969. *Mecánica de los fluidos e hidráulica*. McGraw-Hill, Schaum, 273 pp.
- Giscosa. 1995. Todo sobre la impermeabilización de embalses con geomembranas sintéticas. *Impermeabilización profesional*, 7: 61-78.
- Gómez-Pompa, P. 1993. *Instalaciones de bombeo para riego y otros usos*. Agrícola Española, 390 pp.

- Govindasamy, R. y R. Balasubramanian. 1990. Tank irrigation in India. *Water Resour. Development*, 6: 211-217.
- Gwinn, W.R. y W.O. Ree. 1975. Dependable yield of reservoirs with intermittent inflows. *Trans. ASAE*, 1.085-1.088.
- Hair, J.F.; R.E. Anderson; R.L. Tatham y W.C. Black. 1999. *Análisis cluster*. Análisis multivariante. Prentice Hall, 9: 491-533.
- Hanson, B.; C. Weigand y S. Orloff. 1996. Performance of electric irrigation pumping plants using variable frequency drives. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 122: 179-182.
- Heermann, D.F.; G.W. Buchleiter y H.R. Duke. 1984. Integrated water-energy management system for center pivot irrigation: implementation. *Trans. ASAE*, 27: 1.424-1.429.
- Heermann, D.F.; H.R. Duke y G.W. Buchleiter. 1985. 'User friendly' software for an integrated water-energy management system for center pivot irrigation. *Computers and Electronics in Agric.*, 1: 41-57.
- Hirose, S. 1997. Determination of the capacity of a regulating pond in a pipeline irrigation system. *Rural and Env. Engrg.*, 33: 66-78.
- Homan, D.M.; M.D. Skold y D.F. Heermann. 1987. Monitoring and control of center pivot systems with microcomputers. *Water Resour. Bull.*, 23: 903-909.
- Ideal. 1985. *Datos Técnicos de Hidráulica. Bombas*. Bombas Ideal, S. A., Valencia, 88 pp.
- Itur. 1997. *Programa de fabricación de bombas*. Manufacturas Aranzabal, S. A.
- Jain, S.K.; M.K. Goel y P.K. Agarwal. 1998. Reservoir operation studies of Sabarmati system, India. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 124: 31-38.
- Joalland, G. y G. Cohen. 1980. Optimal control of water distribution network by two multilevel methods. *Automatica*, 16: 83-88.
- Jorge, H.; A. Martins y A. Gomes. 1992. Maximum demand control: a survey and comparative evaluation of different methods. *IEEE Power System Engrg., Summer Meeting*, Seattle, WA, July 12-16.
- Jowitt, P.W. y G. Germanopoulos. 1992. Optimal pump scheduling in water-supply networks. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 118: 406-422.
- Jowitt, P.W. y C. Xu. 1990. Optimal valve control in water distribution networks. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 116: 455-472.

- Karassik, I.J. y L.L. Petraccaro. 1990. Accionamiento de frecuencia variable. *Separatas técnicas de Whorthington*.
- Kariuki, K.K. y R.N. Allan. 1996 a. Assessment of customer outage costs due to electric service interruptions: residential sector. *IEE Proc.–Gener. Transm. Distrib.*, 143: 163-170.
- Kariuki, K.K. y R.N. Allan. 1996 b. Factors affecting customer outage costs due to electric service interruptions. *IEE Proc.–Gener. Transm. Distrib.*, 143: 521-528.
- Khanjani, M.J. y J.R. Busch. 1983. Optimal irrigation distribution systems with internal storage. *Trans. ASAE*, 26: 743-747.
- Koelle, E. 1994. Auditoría energética de un sistema de distribución de agua. *Mejora del rendimiento y de la fiabilidad en sistema de distribución de agua*. Aguas de Valencia y U.D. Mecánica de Fluidos (Universidad Politécnica de Valencia) (Eds.), 8: 245-267.
- Lago, J. y F. Maseda. 1983. Tarifación eléctrica en riegos agrícolas. *Agricultura*, 6: 646-649.
- Lambeth, J. y J. Houston. 1991. Adjustable frequency drives saves energy. *Water Env. and Technol.*, 3: 34-44.
- Lansey, K.E. y L.W. Mays. 1989. Optimization model for water distribution design. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 115: 1.401-1.419.
- León, C.; S. Martín; J.M. Elena y J. Luque. 2000. EXPLORE-Hybrid expert system for water networks management. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 126: 65-74.
- López-Luque, R. 1989. *Optimización de redes de distribución de agua para riegos a presión*. Trabajo Profesional Fin de Carrera. Universidad de Córdoba.
- López-Luque, R.; J. Reca y J. Roldán. 1993. Algoritmo de selección y gestión de tarifas de energía eléctrica en los sistemas de impulsión de agua. *Actas de las XI Jornadas Técnicas sobre Riegos*, Valladolid: 323-328.
- López-Luque, R.; J. Reca; E. Camacho; J. Roldán y M. Alcaide. 1995. Valoración energética y diseño óptimo de impulsiones con caudal variable. *Ingeniería del agua*, 2: 19-24.
- Losada, A. 1995. Bombas y sistemas de impulsión. *El riego. Fundamentos hidráulicos*. Mundi-Prensa, XII: 251-292.
- Mahendrarajah, S.; A.J. Jakeman y P.C. Young. 1996. Water supply in monsoonal Asia: modelling and predicting small tank storage. *Ecol. Modelling*, 84: 127-137.
- Martín, A. y J.D. Luna. 1994. *El test χ^2 y sus aplicaciones*. Bioestadística para las Ciencias de la Salud. Norma, X: 323-382.

- Martínez, J. 1993. *Optimización del trazado de tuberías de distribución de agua en grandes zonas regables*. Trabajo Profesional Fin de Carrera. Universidad de Córdoba.
- Martínez-Alzamora, F. y R. Pérez-García. 1992. Generalidades sobre bombas centrífugas. *Curso de Ingeniería Hidráulica aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, tomo I, capítulo 4.
- Martínez-Alzamora, F. y A. Sà-Marques. 1992. La regulación de los sistemas hidráulicos. *Curso de Ingeniería Hidráulica aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, tomo II, capítulo 14.
- Martínez-Alzamora, F. y A. Vela. 1996. Optimización del esquema de operación de una red. *Curso de análisis, diseño, operación y mantenimiento de redes hidráulicas a presión*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, y Aguas de Valencia (Eds.), tomo I, capítulo 10.
- Martínez-Canales, J. 1998. Optimización de la contratación y de la facturación del suministro de energía eléctrica. *Curso de estaciones de bombeo en abastecimientos y sistemas de riego*. Grupo de Mecánica de Fluidos, Universidad Politécnica de Valencia, 2ª parte, 11.
- Mataix, C. 1975. *Turbomáquinas hidráulicas*. ICAI, Madrid, 1.371 pp.
- Matheiss, T.H. y D.S. Rubin. 1980. A survey and comparison of methods for finding all vertices of convex polyhedral sets. *Mathematics of Operations Res.*, 5: 167-185.
- Matsumoto, J. y W.L. Mays. 1979. Computerized pump analysis for water systems. *J. Env. Engrg.*, 105: 155-160.
- Mazón, J.J. y F. Moral. 1994. Disminución de costes mediante tarifas eléctricas en riegos de la Cuenca del Duero. *Symposium Nacional 'Presente y Futuro de los Regadíos Españoles'*, MOPTMA, CEDEX, Madrid.
- Medina, J.L.; R. López-Luque; E. Camacho; J. Reca y J. Roldán. 1997. Dimensionamiento óptimo de una balsa de acumulación de agua para su uso en riego localizado. *Actas del XV Congreso Nacional de Riegos*, Lleida, 437-444.
- Mehta, B.K. y A. Goto. 1992. Design and operation of on-farm irrigation ponds. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 118: 659-673.
- Meier, W.L. y C.S. Beightler. 1967. An optimization method for branching multistage water resource systems. *Water Resour. Res.*, 3: 645-652.
- Miralpeix. 1998. *Catálogo de depósitos de agua*. R. Miralpeix, s.l., Barcelona.

- Mishra, A. y N.K. Tyagi. 1988. Improving canal water deliveries with auxiliary storage. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 114: 535-546.
- Murtagh, B.A. y M.A. Saunders. 1982. A projected lagrangian algorithm and its implementation for sparse nonlinear constraints. *Mathematical Programming Study*, 16: 84-117.
- Nel, D. y J. Haarhoff. 1996. Sizing municipal water storage tanks with Monte Carlo simulation. *J. Water SRT—Aqua*, 45: 203-212.
- Nilsson, K. y M. Söderström. 1993. Industrial applications of production planning with optimal electricity demand. *Applied Energy*, 46: 181-192.
- Nitivattananon, V.; E.C. Sadowski y R.G. Quimpo. 1996. Optimization of water supply system operation. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 122: 374-384.
- Ormsbee, L. y K. Lansey. 1994. Optimal control of water supply pumping systems. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 120: 237-252.
- Orr, C.H.; B. Coulbeck y J.P. Rance. 1986. *Computer control of water supply –computer-aided pump-source analysis, design and simulation using the program GIPADS*. De Monfort University, Water Software Systems, Research Report, nº 43.
- Palmer, W.L.; B.J. Barfield y C.T. Hann. 1982. Sizing farm reservoirs for supplemental irrigation of corn. Part I: modeling reservoir size yield relationships. *Trans. ASAE*, 25: 372-376.
- Pérez-Arriaga, I.J. y C. Meseguer. 1997. Wholesale marginal prices in competitive generation markets. *IEEE Trans. on Power Systems*, 12: 710-717.
- Pérez-García, R. 1993. *Dimensionado óptimo de redes de distribución de agua ramificadas considerando los elementos de regulación*. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Valencia.
- Pike, R.W. y L. Guerra. 1989. Técnicas de búsqueda multidimensional. *Optimización en Ingeniería*. Alfaomega, 7: 209-252.
- Ponnambalam, K. y B.J. Adams. 1996. Stochastic optimization of multireservoir systems using a heuristic algorithm: case study from India. *Water Resour. Res.*, 32: 733-741.
- Preacqua. 1997. *Catálogo de depósitos prefabricados para el almacenamiento de agua*. Preacqua, s.l., Barcelona.
- Pulido, I. 1996. *Influencia de parámetros energéticos en el diseño de una red de impulsión y distribución de agua para riego*. Trabajo Profesional Fin de Carrera. Universidad de Córdoba.

- Reca, J.; R. López-Luque; E. Camacho; F.J. Ariza y J. Roldán. 1996. Sistema soporte de decisión para la ubicación óptima de una balsa de regulación de agua para riego. *Actas del XIV Congreso Nacional de Riegos*, Aguadulce (Almería), 526-538.
- Rötger, A. 1996. El suministro de energía en el siglo XXI. *Novedades científicas alemanas, Ciencia Aplicada*, XXVIII: 1-3.
- Sabater. 1998. *Depósitos modulares para el almacenamiento de agua*. Grup Sabater, Mataró (Barcelona).
- Sabet, M.H. y O.J. Helweg. 1985. Cost effective operation of urban water supply system using dynamic programming. *Water Resour. Bull.*, 21: 75-81.
- Sabet, M.H. y O.J. Helweg. 1989. Peaking storage tanks for water supply systems. *Water Resour. Bull.*, 25: 1.047-1.053.
- Sadowski, E.C.; V. Nitivattananon y R.G. Quimpo. 1995. Computer-generated optimal pumping schedule. *J. Am. Water Works Assn.*, 87: 53-63.
- Shamir, U. 1974. Optimal design and operation of water distribution systems. *Water Resour. Res.*, 10: 27-36.
- Sharma, P.N. y O.J. Helweg. 1984. Problems with traditional small reservoir irrigation systems in the semi arid tropics. *Trans. ASAE*, 27: 1.451-1.454.
- Shepherd, A. y L. Ortolano. 1996. Water-supply system operations: Critiquing expert-system approach. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 122: 348-355.
- Solvay. 1997. *Construcción de embalses para usos agrícolas*. Solvay Láminas Industriales, s.a., Sant Celoni (Barcelona).
- Steichen, J.M. y J.J. Zovne. 1984. Supplemental irrigation storage reliability. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 110: 35-45.
- Stetson, L.E.; D.G. Watts; F.C. Corey y I.D. Nelson. 1975. Irrigation system management for reducing peak electrical demands. *Trans. ASAE*, 18: 303-306 & 311.
- Surapong, C. y L. Bundit. 1996. An assessment of the potential for cool storage application in the Thai commercial sector. *Energy*, 21: 1.119-1.126.
- Tarquin, A.J. y J. Dowdy. 1989. Optimal pump operation in water distribution. *J. Hydr. Engrg.*, 115: 158-168.
- Toledano, J.C. y J.M. Ortiz. 1993. *Tarifas eléctricas. Legislación y aplicaciones*. Mc Graw-Hill, 170 pp.
- Ulanicki, B.; J.P. Rance; D. Davis y S. Chen. 1993. Computer-aided optimal pump selection for water distribution networks. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 119: 542-553.

Wood, D.J. y L.S. Reddy. 1995. Control de bombas de velocidad variable y modelos en tiempo real para minimizar fugas y costes energéticos. *Mejora del rendimiento y de la fiabilidad en sistemas de distribución de agua*. Aguas de Valencia y U.D. Mecánica de Fluidos (UPV), 6: 173-207.

Zessler, U. y U. Shamir. 1989. Optimal operation of water distribution systems. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 115: 735-752.

ANEXO 5.I. CARACTERÍSTICAS DE LOS GRUPOS MOTOR-BOMBAS

En las tablas 5.I.1 se muestran los coeficientes **A**, **B**, **C**, **D**, **E** y **F** de las curvas características de altura de energía **H** y potencia absorbida **P** de las bombas centrífugas utilizadas, obtenidos mediante el método de ajuste de los mínimos cuadrados a partir de las gráficas proporcionadas por el fabricante. En las tablas 5.I.2 se presentan las gamas de motores que pueden arrancar dichas bombas y los precios (año 1998) de los grupos motor-bomba.

Las bombas incluidas en la base de datos cubren unas prestaciones de caudal de 1 a 5.000 m³/h y de altura de energía de 1 a 180 m.c.a. Las bombas *ITUR* desde el tipo 32/125 a 1450 rpm a el 125/240 a 2.900 rpm corresponden a una familia de bombas centrífugas estandarizadas construidas según las normas DIN 24255 y DIN 24256. Sus prestaciones de caudal son de 1 a 1.600 m³/h y de altura de energía de 1 a 160 m.c.a. Las bombas de la serie CP son centrífugas de cámara partida e impulsor de doble aspiración con un intervalo de caudales y de alturas de energía de 20 a 4.000 m³/h y de 6 a 147 m.c.a., respectivamente. Las de la serie HP,HPW son bombas centrífugas multicelulares horizontales con prestaciones de 20 a 700 m³/h y de 20 a 150 m.c.a., y las de la serie BEV son bombas de eje vertical con prestaciones de 2 a 700 m³/h y de 1 a 30 m.c.a. Las bombas de *Ingersoll-Dresser Pumps* de la serie LNH son bombas de doble aspiración y cámara partida con caudales de 1 a 5.000 m³/h y alturas de 50 a 180 m.c.a. Las de la serie HHS son bombas verticales en el intervalo de 1 a 4.500 m³/h y de 20 a 160 m.c.a.

Todas las curvas características y los precios de los grupos están en los catálogos proporcionados por los fabricantes *ITUR* e *Ingersoll-Dresser Pumps* (año 1998). Aunque se ha incluido un conjunto de grupos de bombeo que cubren un amplio intervalo de requerimientos, esta base de datos puede ser modificada y ampliada en función de los objetivos del usuario.

Tabla 5.I.1(a). Coeficientes *A*, *B*, *C*, *D*, *E* y *F* de las curvas características de altura de energía y potencia —ecuación (5.14)— de las bombas incluidas en la base de datos

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	32/125	1450	143	6,277893	-0,00626	-0,0218	0,161744	0,0114	-0,000232
ITUR	32/125	1450	135	5,749497	-0,0121	-0,0219	0,1476374	0,0096	-0,000202
ITUR	32/125	1450	125	4,955315	-0,00696	-0,0259	0,136261	0,00558	0,000108
ITUR	32/125	1450	115	3,930477	-0,0304	-0,02	0,1203601	0,00416	-0,000224
ITUR	32/160	1450	177	10,006	-0,00806	-0,0248	0,2331824	0,0284	-0,000425
ITUR	32/160	1450	167	8,978607	-0,0105	-0,0245831	0,1968327	0,0229	-0,000207
ITUR	32/160	1450	157	7,600617	0,0544	-0,0297	0,1719015	0,0147	0,000122
ITUR	32/160	1450	147	6,62085	0,0455	-0,0318	0,1403362	0,0127677	-0,0000253
ITUR	32/200	1450	212	14,6743	0,0974	-0,0411644	0,38485	0,0459	-0,000952
ITUR	32/200	1450	200	12,6138	0,0683	-0,0397	0,284395	0,046	-0,00091

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(b). *Coefficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia —ecuación (5.14)— de las bombas incluidas en la base de datos*

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	32/200	1450	190	11,08602	0,0919	-0,04	0,2573247	0,0387	-0,000943
ITUR	32/200	1450	180	9,995205	-0,00613	-0,0336	0,2188958	0,0346	-0,00081
ITUR	32/250	1450	266	22,88947	0,716095	-0,0715	1,042511	0,1022582	-0,00182
ITUR	32/250	1450	256	20,86659	0,6317253	-0,0650053	0,8518639	0,1025848	-0,00189
ITUR	32/250	1450	246	19,48895	0,5114747	-0,0576	0,664093	0,1177907	-0,00257
ITUR	32/250	1450	236	18,09113	0,3659401	-0,0475	0,5723362	0,1102576	-0,00238
ITUR	32/250	1450	226	16,1797	0,3609848	-0,0476	0,3862686	0,1345549	-0,0041
ITUR	32/250	1450	216	14,66022	0,3870125	-0,0511	0,2423115	0,1329165	-0,00392
ITUR	40/125	1450	140	6,760565	0,0394	-0,00869	0,1989889	0,0174	0,00000485
ITUR	40/125	1450	130	5,776335	0,043	-0,00945	0,1716076	0,014	-0,00000717
ITUR	40/125	1450	120	4,753468	0,0256	-0,00987	0,1511338	0,0102	0,00000499
ITUR	40/125	1450	110	3,928085	0,0223	-0,0105	0,1356297	0,00678	-0,0000105
ITUR	40/160	1450	177	10,45944	-0,00741	-0,00794	0,347702	0,0267	-0,0000271
ITUR	40/160	1450	167	9,499283	-0,00172	-0,0093	0,3173323	0,0236	0,00000355
ITUR	40/160	1450	157	8,161919	-0,00988	-0,00786	0,279357	0,0227	-0,0000865
ITUR	40/160	1450	147	7,115582	0,000736	-0,0094558	0,2481136	0,0172	0,0000969
ITUR	40/200	1450	212	14,39182	0,0891	-0,0137	0,573289	0,0513	-0,000701
ITUR	40/200	1450	200	12,62075	0,1013565	-0,0158419	0,4436283	0,0476	-0,000779
ITUR	40/200	1450	190	11,28559	0,0909	-0,0168	0,3835707	0,0411	-0,000706
ITUR	40/200	1450	180	9,817276	0,1295719	-0,0198	0,3232222	0,0299	-0,000436
ITUR	40/250	1450	266	22,02861	0,2117615	-0,02	0,9066658	0,1067779	-0,00115
ITUR	40/250	1450	256	20,3218	0,1564331	-0,0204	0,8742733	0,0837	-0,000832
ITUR	40/250	1450	246	18,55156	0,1297665	-0,0195564	0,771904	0,0792	-0,000777
ITUR	40/250	1450	236	17,0762	0,1126585	-0,0196	0,6810265	0,0815	-0,00109
ITUR	40/250	1450	226	15,72375	0,0625	-0,0184	0,5661106	0,0752	-0,000948
ITUR	40/315	1450	328	36,97122	0,5352555	-0,041	2,728268	0,0895	0,00259
ITUR	40/315	1450	320	34,69512	0,5087738	-0,0402	2,487116	0,0692	0,00337
ITUR	40/315	1450	310	32,62714	0,3952141	-0,0343	2,34191	0,0488	0,00378
ITUR	40/315	1450	300	30,79424	0,2541199	-0,0249	2,102217	0,0735	0,00179
ITUR	40/315	1450	290	28,38799	0,3446198	-0,0303	1,967835	0,0425	0,00292
ITUR	40/315	1450	280	25,82654	0,3314343	-0,028	1,818908	0,0364	0,00252
ITUR	50/125	1450	143	7,549084	0,0384	-0,00335	0,3851838	0,0147363	0,0000479
ITUR	50/125	1450	135	6,334584	0,0271101	-0,00274	0,2921572	0,0146	0,0000278
ITUR	50/125	1450	125	5,396576	0,0277	-0,00298	0,246371	0,0131	0,0000218
ITUR	50/125	1450	115	4,313881	0,0141	-0,00252	0,2044649	0,00997	0,0000396
ITUR	50/160	1450	177	10,68	0,076	-0,004	0,567545	0,0257	0,0000141
ITUR	50/160	1450	167	9,446434	0,0395	-0,00319	0,4588194	0,0236	0,00000764
ITUR	50/160	1450	157	8,40691	0,0113	-0,00273	0,4025264	0,0197	-0,0000037
ITUR	50/160	1450	147	7,238728	0,0091	-0,00271	0,3109956	0,0162	0,0000359

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(c). *Coefficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia —ecuación (5.14)— de las bombas incluidas en la base de datos*

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	50/200	1450	212	14,78978	0,0425	-0,0039	0,75	0,041	-0,0000139
ITUR	50/200	1450	200	13,0382	0,027	-0,00342	0,7021942	0,0318	0,0000393
ITUR	50/200	1450	190	11,55128	0,0391798	-0,00382	0,6327887	0,0276	0,0000454
ITUR	50/200	1450	180	10,23425	0,032	-0,00365	0,5568266	0,0249	-0,0000529
ITUR	50/250	1450	266	22,93454	0,0533	-0,00446	1,293861	0,0797	-0,000466
ITUR	50/250	1450	256	20,8929	0,0613	-0,00456	1,104916	0,07	-0,000335
ITUR	50/250	1450	246	19,41362	0,0425	-0,00451	0,8252373	0,0697	-0,000404
ITUR	50/250	1450	236	17,65076	0,0496	-0,00487	0,6846256	0,0645	-0,000397
ITUR	50/250	1450	226	1,097855	0,9921684	-0,0190225	0,427887	0,0723	-0,000704
ITUR	50/315	1450	328	34,88513	0,3991165	-0,00985	2,449814	0,1792183	-0,0012
ITUR	50/315	1450	320	33,71405	0,2912064	-0,0082	2,187256	0,1704941	-0,00116
ITUR	50/315	1450	310	30,53217	0,304718	-0,00842	1,935379	0,1562595	-0,00105
ITUR	50/315	1450	300	28,34821	0,2701149	-0,00772	1,793518	0,1241341	-0,00053
ITUR	50/315	1450	290	26,22357	0,2366257	-0,00715	1,340088	0,131484	-0,000785
ITUR	50/315	1450	280	23,7879	0,2422104	-0,00705	1,14843	0,1145945	-0,000528
ITUR	65/125	1450	143	6,705853	0,0251	-0,00113	0,616849	0,01	0,0000855
ITUR	65/125	1450	140	6,250298	0,0195	-0,000989	0,5394506	0,0115	0,0000496
ITUR	65/125	1450	135	5,791355	0,0223	-0,00107	0,4953709	0,0106965	0,0000348
ITUR	65/125	1450	130	5,430018	0,00859	-0,000981	0,4689784	0,00828	0,000055
ITUR	65/125	1450	125	4,729927	0,0166924	-0,00118	0,4082933	0,00764	0,0000371
ITUR	65/160	1450	177	10,24568	0,0464	-0,00154	0,7459765	0,0266	-0,0000323
ITUR	65/160	1450	167	9,250999	0,0372	-0,00152	0,6460466	0,0232	-0,0000458
ITUR	65/160	1450	157	8,190483	0,0332	-0,00153	0,5584278	0,0219	-0,0000975
ITUR	65/160	1450	147	6,850525	0,0501	-0,0019	0,4896817	0,0162	-0,000044
ITUR	65/200	1450	212	14,85812	0,0773	-0,00205	1,069996	0,0378	-0,00000521
ITUR	65/200	1450	200	13,55889	0,0569	-0,00193	0,9230156	0,0356617	-0,000058
ITUR	65/200	1450	190	12,28613	0,0485	-0,00187	0,7506705	0,0379	-0,000162
ITUR	65/200	1450	180	11,10958	0,0557	-0,00208	0,6062517	0,036	-0,000172
ITUR	65/250	1450	266	22,63785	0,0754	-0,00244	1,515198	0,0857	-0,000276
ITUR	65/250	1450	256	21,22672	0,053	-0,00236	1,569235	0,0643	-0,000124
ITUR	65/250	1450	246	19,84282	0,0413	-0,00234	1,434843	0,0566	-0,000122
ITUR	65/250	1450	236	18,20687	0,038	-0,0024	1,254368	0,0506	-0,0000827
ITUR	65/250	1450	226	16,24941	0,0661	-0,00273	0,8974705	0,0599	-0,000261
ITUR	65/315	1450	328	36,31622	0,0846	-0,00284	3,711949	0,1184859	-0,000223
ITUR	65/315	1450	320	34,07605	0,0887	-0,00312	3,235249	0,1100764	-0,000185
ITUR	65/315	1450	310	31,99965	0,0846	-0,00322	2,681263	0,1200547	-0,000389
ITUR	65/315	1450	300	32,14282	0,0566	-0,00283	2,406654	0,1058707	-0,000105
ITUR	65/315	1450	290	27,37995	0,0462	-0,00273	2,065083	0,1063588	-0,000382

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(d). *Coefficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia — ecuación (5.14) — de las bombas incluidas en la base de datos*

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	80/160	1450	178	9,751922	0,0399	-0,000713	1,138557	0,0292	-0,000069
ITUR	80/160	1450	170	9,210083	0,0286	-0,000691	1,023827	0,0272	-0,0000767
ITUR	80/160	1450	160	7,616272	0,0546	-0,00104	0,8779373	0,0274	-0,000133
ITUR	80/160	1450	150	6,37555	0,0488	-0,00105	0,751854	0,027	-0,000187
ITUR	80/200	1450	212	14,62532	0,0526	-0,000907	1,193665	0,0609	-0,00019
ITUR	80/200	1450	200	11,73471	0,0843	-0,00123	1,363236	0,0399	-0,0000985
ITUR	80/200	1450	190	11,40426	0,0422	-0,000978	0,9998417	0,041897	-0,000157
ITUR	80/200	1450	180	9,520096	0,0672	-0,00134	0,6373024	0,05	-0,000285
ITUR	80/250	1450	266	22,85477	0,0444	-0,000819	2,885658	0,0631	-0,0000124
ITUR	80/250	1450	256	20,30887	0,0595	-0,00093	2,693634	0,0548	-0,0000152
ITUR	80/250	1450	246	18,56345	0,0617	-0,000996	2,028549	0,0526	-0,0000116
ITUR	80/250	1450	236	16,56412	0,077	-0,00113	1,652542	0,051	-0,0000428
ITUR	80/250	1450	226	14,97659	0,0694	-0,00108	1,379562	0,0431	-0,0000144
ITUR	80/315	1450	328	35,49487	0,0598898	-0,00105	5,317917	0,0955	0,0000716
ITUR	80/315	1450	320	33,34985	0,0571518	-0,0010751	4,880066	0,0914	0,0000175
ITUR	80/315	1450	310	30,82742	0,0655	-0,00121	4,295227	0,0812788	0,0000254
ITUR	80/315	1450	300	28,9854	0,0568	-0,00118	2,998959	0,0888083	-0,000117
ITUR	80/315	1450	290	27,23377	0,0479	-0,00113	3,160767	0,0793	-0,0000462
ITUR	80/315	1450	280	25,32071	0,0552	-0,00122	2,605583	0,0795	-0,0000883
ITUR	80/400	1450	408	54,67188	0,1763954	-0,0024	12,83579	0,0869	0,000604
ITUR	80/400	1450	380	49,8136	0,0888	-0,0019	10,77588	0,049	0,000789
ITUR	80/400	1450	360	42,9281	0,1306534	-0,00234	8,15091	0,0713	0,000572
ITUR	80/400	1450	340	37,93182	0,1255302	-0,00239	6,456459	0,0918	0,000291
ITUR	80/400	1450	320	33,31027	0,0943985	-0,00217	5,467255	0,0741	0,000379
ITUR	100/190	1450	195	10,94891	0,0118	-0,000385	2,321556	0,0177	-0,0000216
ITUR	100/190	1450	185	8,758835	0,0168	-0,000424	1,878079	0,0174	-0,0000391
ITUR	100/190	1450	175	7,35492	0,0228	-0,000509	1,747997	0,0085	-0,00000225
ITUR	100/190	1450	165	4,838501	0,0579	-0,000792	0,9408569	0,0228	-0,000119
ITUR	100/200	1450	212	14,60519	0,0417	-0,000422	2,75235	0,0491	-0,000105
ITUR	100/200	1450	200	12,01428	0,0495	-0,000499	3,010231	0,0274	-0,0000394
ITUR	100/200	1450	190	10,76474	0,0363	-0,000459	1,954529	0,0325	-0,0000851
ITUR	100/200	1450	180	9,127716	0,0396	-0,000502	1,53598	0,0311	-0,000119
ITUR	100/200	1450	170	8,067444	0,0287	-0,000491	1,029968	0,0278	-0,000125
ITUR	100/250	1450	266	21,59607	0,0706	-0,000576	4,573899	0,0511	0,0000282
ITUR	100/250	1450	256	19,96451	0,069	-0,000607	3,880005	0,0421	0,0000306
ITUR	100/250	1450	246	18,87537	0,0548	-0,000562	2,654144	0,0584	-0,0000785
ITUR	100/250	1450	236	16,87787	0,0655	-0,000645	2,497925	0,0468	-0,000069

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(e). *Coefficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia — ecuación (5.14) — de las bombas incluidas en la base de datos*

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	100/250	1450	226	14,26703	0,0874	-0,000776	2,712483	0,0379	-0,0000174
ITUR	100/250	1450	216	13,29294	0,0803	-0,000757	1,344299	0,0501	-0,0000996
ITUR	100/315	1450	328	36,98438	0,0419	-0,000473	8,404999	0,0587	0,000134
ITUR	100/315	1450	320	35,34815	0,0246	-0,000427	7,988282	0,0464	0,000154
ITUR	100/315	1450	310	32,71137	0,036	-0,000498	7,037369	0,0448	0,00013
ITUR	100/315	1450	300	30,14508	0,038	-0,000529	5,819535	0,0539	0,0000667
ITUR	100/315	1450	290	28,34277	0,0312	-0,000522	5,323014	0,0455	0,0000737
ITUR	100/315	1450	280	26,53943	0,0271	-0,000546	5,496353	0,0280354	0,0000749
ITUR	100/315	1450	270	24,73224	0,00482	-0,00044	3,981094	0,0332	0,000057
ITUR	100/400	1450	408	56,56104	0,0490017	-0,00062	14,55463	0,1580105	0,00000299
ITUR	100/400	1450	397	50,78186	0,0774765	-0,000762	14,07996	0,1236134	0,0000849
ITUR	100/400	1450	382	45,33606	0,1003094	-0,000888	10,53302	0,1433039	-0,0000476
ITUR	100/400	1450	362	40,45227	0,097	-0,000884	9,373535	0,1086617	0,0000582
ITUR	100/400	1450	342	35,51318	0,0916	-0,000899	6,818238	0,1166706	-0,000037
ITUR	125/240	1450	250	18,74201	0,0307	-0,0003	5,528046	0,0408	-0,0000149
ITUR	125/240	1450	240	16,8971	0,0348	-0,000335	4,21872	0,0526	-0,000094
ITUR	125/240	1450	230	15,08093	0,0329	-0,000352	4,106964	0,0405	-0,0000783
ITUR	125/240	1450	220	14,9436	0,0344	-0,000361	3,664581	0,028	-0,0000433
ITUR	125/240	1450	210	13,08588	0,0169	-0,000342	3,914093	0,0165	-0,0000207
ITUR	125/240	1450	200	10,8493	0,0335	-0,000431	2,736862	0,0256505	-0,0000705
ITUR	125/240	1450	190	10,21478	0,016	-0,000362	1,819367	0,0324	-0,000103
ITUR	125/240	1450	180	8,958374	0,0179	-0,000409	1,649078	0,0234	-0,0000929
ITUR	125/250	1450	266	21,80866	0,0583	-0,00029	54,77393	0,132267	-0,000733
ITUR	125/250	1450	255	18,69678	0,071	-0,000369	5,306916	0,0722	-0,0000893
ITUR	125/250	1450	245	17,81354	0,0539	-0,000324	3,828095	0,0688	-0,000128
ITUR	125/250	1450	235	16,9433	0,0471	-0,000323	3,622162	0,0706	-0,00013
ITUR	125/250	1450	225	16,30927	0,0274	-0,000264	2,989594	0,067	-0,000144
ITUR	125/315	1450	328	36,77625	0,0508	-0,000279	11,79602	0,0987	-0,0000118
ITUR	125/315	1450	320	33,96192	0,042	-0,000253	9,399658	0,1042137	-0,0000354
ITUR	125/315	1450	310	31,24689	0,0429	-0,000264	7,048676	0,1182427	-0,00011
ITUR	125/315	1450	300	28,677	0,0457	-0,00028	6,643799	0,1077905	-0,000109
ITUR	125/315	1450	290	26,42291	0,0535	-0,000327	5,42215	0,1090317	-0,000133
ITUR	125/315	1450	280	24,69287	0,0382	-0,000281	4,695923	0,0995	-0,000129
ITUR	125/400	1450	408	53,37158	0,0515	-0,000283	21	0,0996	0,000131
ITUR	125/400	1450	397	49,9419	0,0487	-0,000287	14,28552	0,1360025	0,0000227
ITUR	125/400	1450	382	44,47779	0,0587	-0,000314	12,30493	0,1195097	0,0000286
ITUR	125/400	1450	362	42,62329	0,0197	-0,00022	13,26306	0,069	0,000139

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(f). Coeficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia — ecuación (5.14) — de las bombas incluidas en la base de datos

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	150/200	1450	210	13,3678	0,00165	-0,0000414	8,741028	0,0291	-0,0000352
ITUR	150/200	1450	195	12,2074	0,00215	-0,0000416	9,247802	0,0182	-0,0000196
ITUR	150/200	1450	180	11,01312	0,00704	-0,0000551	9,389862	0,0109	-0,0000091
ITUR	150/200	1450	165	10,62579	0,00443	-0,0000515	8,730316	0,0114	-0,0000163
ITUR	150/200	1450	155	9,605957	0,00911	-0,0000652	9,018555	0,0021	-0,00000183
ITUR	150/200	1450	140	9,024963	0,00583	-0,0000576	7,867188	0,00482	-0,00000843
ITUR	150/200	1450	125	7,983643	0,0096	-0,0000699	7,204773	0,00425	-0,00000594
ITUR	150/250	1450	266	16,67114	0,064	-0,000169	4,607788	0,1101227	-0,000124
ITUR	150/250	1450	256	15,78528	0,0615	-0,000179	2,332764	0,1141615	-0,000138
ITUR	150/250	1450	246	14,07996	0,0597	-0,00018	1,622925	0,113286	-0,000157
ITUR	150/250	1450	236	8,815064	0,093	-0,00026	5,098694	0,068	-0,000087
ITUR	150/250	1450	226	11,64685	0,0564	-0,000199	4,939453	0,0565	-0,000076
ITUR	150/250	1450	216	11,3385	0,043	-0,000182	5,160157	0,0403	-0,0000558
ITUR	150/315	1450	328	34,09168	0,0519	-0,000164	21,98694	0,0778	0,0000122
ITUR	150/315	1450	320	33,2815	0,0418	-0,000154	17,745	0,0745	0,000021
ITUR	150/315	1450	310	30,59155	0,0423851	-0,000163	15,52356	0,0746	0,00000544
ITUR	150/315	1450	300	27,21845	0,0498	-0,000186	13,9126	0,0698	0,0000083
ITUR	150/315	1450	290	25,59082	0,0415	-0,000171	12,49664	0,068	-0,00000453
ITUR	150/315	1450	280	22,55158	0,053	-0,000203	10,66965	0,0824194	-0,0000596
ITUR	150/315	1450	270	22,30036	0,0356	-0,000171	9,079498	0,0846	-0,0000774
ITUR	150/400	1450	408	56,83643	0,0217	-0,000119	28,19739	0,1349106	0,0000372
ITUR	150/400	1450	397	51,98877	0,0349	-0,000154	26,71582	0,1024036	0,000077
ITUR	150/400	1450	382	47,94312	0,0317688	-0,000148	23,67639	0,0997	0,0000635
ITUR	150/400	1450	362	39,97217	0,0559	-0,000203	23,93335	0,0467	0,000149
ITUR	200/240	1450	250	16,45941	0,0222	-0,000082	13,90454	0,0375	-0,000031
ITUR	200/240	1450	240	16,30725	0,0178	-0,0000791	13,87598	0,0342	-0,0000313
ITUR	200/240	1450	230	15,78937	0,016	-0,0000789	14,08057	0,0281868	-0,0000275
ITUR	200/240	1450	220	14,59473	0,0192	-0,0000857	13,95264	0,0233	-0,0000238
ITUR	200/240	1450	210	13,79236	0,0212	-0,0000936	15,22229	0,0116272	-0,00000964
ITUR	200/240	1450	200	13,44153	0,0178	-0,0000905	13,77197	0,0137558	-0,0000142
ITUR	200/240	1450	190	11,38403	0,0252	-0,000106	14,80859	0,000696	0,00000416
ITUR	200/250	1450	250	16,91992	0,0264	-0,0000671	14,61621	0,0514	-0,0000248
ITUR	200/250	1450	240	15,8504	0,0292	-0,0000749	16,82251	0,0320015	-0,00000108
ITUR	200/250	1450	230	13,00183	0,0429	-0,0000964	14,98645	0,0391	-0,0000124
ITUR	200/250	1450	218	11,54126	0,0463	-0,000103	15,6156	0,0291	3,73E-08
ITUR	200/250	1450	207	12,63117	0,0327	-0,0000844	14,49561	0,0286	-0,00000097
ITUR	200/250	1450	196	11,18268	0,0365	-0,0000914	14,43152	0,0248	0,00000048

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(g). Coeficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia —ecuación (5.14)— de las bombas incluidas en la base de datos

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	200/400	1450	410	51,28467	0,0394	-0,0000577	76,31592	0,1110153	0,00000657
ITUR	200/400	1450	400	47,08203	0,0457	-0,0000651	74,6604	0,1056423	0,00000143
ITUR	200/400	1450	390	44,48731	0,0486	-0,0000701	68,0503	0,1204233	-0,000029
ITUR	200/400	1450	380	41,09717	0,0504	-0,0000744	48,97681	0,1677799	-0,0000807
ITUR	200/400	1450	370	39,7627	0,045	-0,0000721	59,3794	0,1080055	-0,0000351
ITUR	200/400	1450	360	37,18945	0,0444	-0,0000744	47,68555	0,1177425	-0,0000453
ITUR	200/400	1450	350	33,89111	0,0432	-0,0000727	32,98242	0,1499214	-0,0000848
ITUR	200/500	1450	505	89,76172	0,032	-0,0000655	106,3662	0,152256	0,0000872
ITUR	200/500	1450	490	83,84815	0,0335	-0,0000685	115,8984	0,0845	0,000122
ITUR	200/500	1450	470	77,97559	0,0313	-0,0000711	87,00196	0,1573334	0,0000278
ITUR	200/500	1450	450	70,07715	0,0303	-0,0000696	65,25196	0,1869736	-0,000017
ITUR	200/500	1450	430	65,77149	0,0233	-0,0000665	56,1211	0,194006	-0,0000457
ITUR	200/500	1450	410	61,87207	0,0145874	-0,0000609	56,65039	0,1394539	-0,0000232
ITUR	250/300	1450	310	22,63306	0,0356	-0,0000527	56,53223	0,0249	0,00000679
ITUR	250/300	1450	295	23,04932	0,028	-0,0000482	55,01563	0,0133	0,00000874
ITUR	250/300	1450	283	19,94727	0,0315	-0,0000524	54,91712	-0,00564	0,0000201
ITUR	250/300	1450	270	18,68652	0,0269	-0,0000491	49,71021	0,00452	0,00000499
ITUR	250/300	1450	260	19,15332	0,0154	-0,0000384	47,38697	-0,00159	0,00000607
ITUR	250/300	1450	252	16,3479	0,0178	-0,0000393	47,62989	-0,0219	0,0000225
ITUR	250/400	1450	410	51,51221	0,0318	-0,0000346	122,0801	0,0519	0,0000281
ITUR	250/400	1450	400	50,896	0,0238	-0,0000306	118,418	0,0322	0,0000318
ITUR	250/400	1450	390	47,35742	0,0269	-0,000034	120,8284	-0,000261	0,0000473
ITUR	250/400	1450	380	46,69287	0,0209	-0,0000307	120,5471	-0,0412	0,0000794
ITUR	250/400	1450	370	41,87793	0,0261	-0,0000351	103,7227	0,0192	0,0000267
ITUR	250/400	1450	360	39,32129	0,0252	-0,0000352	96,67944	0,0153	0,0000263
ITUR	250/400	1450	350	35,11035	0,028	-0,0000367	87,23096	0,0146	0,0000301
ITUR	250/500	1450	510	85,11231	0,0529	-0,0000641	177,4609	0,1706925	0,000131
ITUR	250/500	1450	490	74,37793	0,0579	-0,0000706	132,7266	0,2314606	0,00005
ITUR	250/500	1450	470	72,06446	0,0436	-0,0000633	150,207	0,1217728	0,0001
ITUR	250/500	1450	450	68,52051	0,0341	-0,0000601	125,854	0,1496525	0,0000743
ITUR	250/500	1450	430	60,40332	0,043	-0,0000712	110,3052	0,144289	0,0000492
ITUR	250/500	1450	410	54,59961	0,0365	-0,0000666	88,27734	0,1224976	0,0000662
ITUR	300/400	1450	430	53,34375	0,0243	-0,0000179	161,3047	0,1139374	-0,00000414
ITUR	300/400	1450	420	53,54102	0,0194	-0,0000163	168,2441	0,0924	-0,00000154
ITUR	300/400	1450	410	50,08496	0,021101	-0,0000181	175,2656	0,0583	0,0000094
ITUR	300/400	1450	400	49,99707	0,0168972	-0,0000173	155,7031	0,0832367	-0,0000111
ITUR	300/400	1450	390	44,03516	0,0228	-0,0000204	157,8076	0,0569	-0,00000214
ITUR	300/400	1450	380	38,59766	0,0296669	-0,0000253	119,9297	0,0975	-0,0000197

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(h). *Coefficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia — ecuación (5.14) — de las bombas incluidas en la base de datos*

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	32/125	2900	143	25,59297	0,1665611	-0,034	0,7608776	0,0793	-0,000667
ITUR	32/125	2900	135	21,12573	0,5671997	-0,0553	0,6257458	0,0774	-0,000902
ITUR	32/125	2900	125	18,08667	0,380394	-0,0488	0,4946442	0,0785	-0,00121
ITUR	32/125	2900	115	13,65332	0,5263672	-0,0618	0,357666	0,0774	-0,00213
ITUR	32/160	2900	177	39,63843	0,6082916	-0,048	1,381622	0,14888	-0,00119
ITUR	32/160	2900	167	34,91712	0,809311	-0,0622	1,013275	0,1476917	-0,0016
ITUR	32/160	2900	157	29,60437	0,7181396	-0,0622	0,9293671	0,10954	-0,000729
ITUR	32/160	2900	147	25,36267	0,5034943	-0,0518	0,5278702	0,1246452	-0,00171
ITUR	32/200	2900	212	58,57617	0,3878784	-0,0433	2,833298	0,14604	0,00181
ITUR	32/200	2900	200	50,08887	0,7978516	-0,0634	2,315727	0,1250115	0,00147
ITUR	32/200	2900	190	44,10791	0,6412964	-0,0569	1,952652	0,1154079	0,00112
ITUR	32/200	2900	180	41,7041	0,0151	-0,0334	1,188385	0,1335239	0,000651
ITUR	32/250	2900	266	90,58252	2,064392	-0,1203003	8,085571	0,3004074	0,00267
ITUR	32/250	2900	256	83,68115	1,382507	-0,0843	7,804444	0,1790848	0,00626
ITUR	32/250	2900	246	79,57764	0,7213135	-0,0569	7,198761	0,1466675	0,00682
ITUR	32/250	2900	236	69,27441	1,510254	-0,0978	6,168518	0,2156525	0,00227
ITUR	32/250	2900	226	63,77222	1,217529	-0,0844	5,705963	0,1908951	0,00233
ITUR	32/250	2900	216	56,65698	1,293976	-0,0895	5,178681	0,1448135	0,00288
ITUR	40/125	2900	140	25,12659	0,1950684	-0,0113157	1,239685	0,079	-0,000623
ITUR	40/125	2900	130	22,82349	0,0807	-0,0107	1,143906	0,0545	-0,000466
ITUR	40/125	2900	120	17,75391	0,1421585	-0,013	0,8009873	0,0452	-0,000485
ITUR	40/125	2900	110	14,78156	0,1018982	-0,0141	0,6950188	0,0169	0,000119
ITUR	40/160	2900	177	42,20655	-0,0602	-0,0085	2,344727	0,1007729	0,0000914
ITUR	40/160	2900	167	37,71289	-0,0828	-0,00814	2,110626	0,0749	0,000372
ITUR	40/160	2900	157	34,83789	-0,2564697	-0,0051	1,442749	0,0972	-0,00048
ITUR	40/160	2900	147	29,8689	-0,1274109	-0,00852	1,627686	0,0378	0,000594
ITUR	40/200	2900	212	59,26709	-0,036	-0,0109	4,348969	0,0537	0,00269
ITUR	40/200	2900	200	52,1482	0,0176	-0,0134	3,206574	0,0926	0,000837
ITUR	40/200	2900	190	46,31934	-0,0222	-0,013	1,913376	0,0952	0,000747
ITUR	40/200	2900	180	39,19727	0,0625	-0,0148	1,51712	0,0965	0,000194
ITUR	40/250	2900	266	87,53222	0,4870606	-0,0253	8,153076	0,2504959	0,00136
ITUR	40/250	2900	256	78,31983	0,4953614	-0,0259	7,557923	0,1811218	0,00227
ITUR	40/250	2900	246	75,32373	0,0994	-0,0178	6,395996	0,1811524	0,00162
ITUR	40/250	2900	236	67,82276	0,1817627	-0,021	6,00203	0,0784	0,00435
ITUR	40/250	2900	226	61,28418	0,1835327	-0,0202	6,016175	0,00643	0,00522
ITUR	50/125	2900	143	28,10523	0,1221848	-0,00355	2,533753	0,065	-0,0000849
ITUR	50/125	2900	135	24,77649	0,0895	-0,0034	1,391434	0,0798	-0,000325

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(i). Coeficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia —ecuación (5.14)— de las bombas incluidas en la base de datos

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	50/125	2900	125	20,23169	0,1477051	-0,00458	1,322174	0,0590868	-0,000291
ITUR	50/125	2900	115	16,60632	0,123764	-0,00446	1,486389	0,0148	0,000188
ITUR	50/125	2900	105	14,27576	0,0382	-0,00353	1,574951	-0,0226	0,000648
ITUR	50/160	2900	177	41,75586	0,1759644	-0,00435	3,744324	0,1069679	-0,0000617
ITUR	50/160	2900	167	35,61572	0,1832581	-0,00441	2,91919	0,0987	-0,000174
ITUR	50/160	2900	157	32,66528	0,0676	-0,00313	3,202545	0,0426178	0,000299
ITUR	50/160	2900	147	28,73731	0,0918	-0,00411	2,780762	0,0303	0,000264
ITUR	50/200	2900	212	57,23535	0,30719	-0,00678	5,348358	0,1704941	-0,000119
ITUR	50/200	2900	200	50,78491	0,2730103	-0,00656	3,21669	0,2779732	-0,0013
ITUR	50/200	2900	190	51,61914	0,2397919	-0,00623	3,432495	0,1095038	0,000313
ITUR	50/200	2900	180	40,36987	0,2568207	-0,00662	2,934509	0,0885	0,000202
ITUR	50/250	2900	266	90,84863	0,135376	-0,00534	10,63739	0,2666168	-0,000191
ITUR	50/250	2900	256	85,52637	0,0975	-0,00505	9,770874	0,2364655	0,0000108
ITUR	50/250	2900	246	77,38794	0,0666	-0,00422	7,926636	0,2491722	-0,0002563
ITUR	50/250	2900	236	71,1853	0,0681	-0,0043	7,383271	0,1933079	0,000297
ITUR	50/250	2900	226	66,64698	-0,0515	-0,00339	6,08844	0,1615906	0,000414
ITUR	65/125	2900	143	23,08472	0,1957226	-0,00227	4,630036	0,0609	-0,000126
ITUR	65/125	2900	140	21,10755	0,2032147	-0,00243	4,136109	0,0468	-0,0000309
ITUR	65/125	2900	135	21,16058	0,1158867	-0,0018	3,933914	0,0427	-0,00004
ITUR	65/125	2900	130	18,95581	0,1179466	-0,00193	3,590637	0,0342	-0,0000587
ITUR	65/125	2900	125	15,39587	0,1556931	-0,00227	4,580506	-0,0237	0,000308
ITUR	65/160	2900	177	38,69214	0,1457253	-0,00203	4,584229	0,1455393	-0,000281
ITUR	65/160	2900	167	33,79303	0,1248589	-0,00195	4,157593	0,1180763	-0,000247
ITUR	65/160	2900	157	27,63355	0,1808739	-0,00241	2,974304	0,1221962	-0,000373
ITUR	65/160	2900	147	24,12525	0,1423492	-0,00221	4,349915	0,0494	-0,0000499
ITUR	65/200	2900	212	56,55957	0,1957245	-0,00236	8,727539	0,1456509	0,0000104
ITUR	65/200	2900	200	48,25928	0,2342606	-0,00269	5,457886	0,1657715	-0,000225
ITUR	65/200	2900	190	44,01099	0,2123261	-0,00268	6,554932	0,0911	0,000147
ITUR	65/200	2900	180	41,51465	0,1358643	-0,00236	6,94397	0,0406	0,000326
ITUR	65/250	2900	266	87,53028	0,2233048	-0,00286	17,58984	0,2943363	-0,000333
ITUR	65/250	2900	256	80,09668	0,2495346	-0,00314	15,99585	0,2605	-0,000319
ITUR	65/250	2900	246	76,10059	0,1996765	-0,00296	13,84393	0,2477341	-0,000333
ITUR	65/250	2900	236	66,41162	0,2579346	-0,0034	12,35498	0,236332	-0,000414
ITUR	65/250	2900	226	62,00586	0,1989746	-0,00319	11,35663	0,2132836	-0,000385
ITUR	80/160	2900	178	35,90796	0,1583519	-0,00116	10,12878	0,0693	0,0000459
ITUR	80/160	2900	170	34,51087	0,1133175	-0,000988	8,534516	0,0717	0,00000122
ITUR	80/160	2900	160	30,96314	0,0872	-0,001	7,235688	0,0564	-0,0000293
ITUR	80/160	2900	150	26,80042	0,076	-0,00106	8,178772	0,0117178	0,0000477

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(j). Coeficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia — ecuación (5.14) — de las bombas incluidas en la base de datos

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	80/200	2900	212	54,33252	0,1658173	-0,00122	9,155762	0,2207871	-0,000295
ITUR	80/200	2900	200	48,54175	0,1275024	-0,00118	10,72534	0,1335678	-0,000151
ITUR	80/200	2900	190	39,62354	0,2005234	-0,00164	11,02881	0,0735	0,000056
ITUR	80/200	2900	180	34,47656	0,1757813	-0,00157	10,00708	0,0586	-0,0000077
ITUR	80/250	2900	266	92,64404	0,0886	-0,000879	26,24219	0,2219048	0,000178
ITUR	80/250	2900	256	84,67749	0,1025238	-0,000961	20,08594	0,2434235	0,0000479
ITUR	80/250	2900	246	76,93165	0,1243401	-0,00112	19,17798	0,2048645	0,0000616
ITUR	80/250	2900	236	69,66285	0,1387711	-0,00115	18,96179	0,1572189	0,000197
ITUR	80/250	2900	226	65,00488	0,100296	-0,000985	18,9502	0,087	0,000426
ITUR	100/190	2900	195	43,62757	0,0564	-0,000584	16,34668	0,10186	-0,00014
ITUR	100/190	2900	185	38,51959	0,0415	-0,000625	13,75562	0,0911	-0,000172
ITUR	100/190	2900	175	30,11371	0,0675	-0,000771	13,57507	0,0582	-0,000131
ITUR	100/190	2900	165	24,54797	0,0611744	-0,000819	9,142334	0,0713768	-0,000186
ITUR	100/200	2900	212	57,20728	0,0928	-0,000502	28,02881	0,1353512	-0,0000398
ITUR	100/200	2900	200	49,90442	0,0796	-0,000519	20,55408	0,1572475	-0,000183
ITUR	100/200	2900	190	43,42151	0,0752	-0,000561	18,62769	0,1089983	-0,000133
ITUR	100/200	2900	180	37,19446	0,0697	-0,000589	15,04089	0,1014118	-0,000175
ITUR	100/200	2900	170	30,3114	0,0839138	-0,000673	14,72144	0,0576	-0,000085
ITUR	100/250	2900	266	86,81762	0,1427307	-0,000622	42,71265	0,232151	-0,000103
ITUR	100/250	2900	256	81,53955	0,1351605	-0,000645	36,67774	0,1925249	-0,0000404
ITUR	100/250	2900	246	75,62354	0,1329231	-0,000687	36,12683	0,1153584	0,000114
ITUR	100/250	2900	236	71,35278	0,1128712	-0,000674	30,69605	0,1295662	0,0000136
ITUR	100/250	2900	226	64,33887	0,1239262	-0,000736	29,63855	0,0998	0,0000415
ITUR	100/250	2900	216	61,38819	0,075737	-0,000647	21,90552	0,152132	-0,000142
ITUR	125/240	2900	250	80,47990	0,019221	-0,000222	47,26131	0,155126	-0,000019
ITUR	125/240	2900	240	74,89198	0,012688	-0,000229	45,65578	0,072286	0,000192
ITUR	125/240	2900	230	67,78392	0,015377	-0,000257	39,78643	0,094849	0,000083
ITUR	125/240	2900	220	62,04523	0,010503	-0,000276	39,22111	0,043568	0,000138
ITUR	125/240	2900	210	56,13065	0,012563	-0,000310	36,78392	0,015377	0,000143
ITUR	125/240	2900	200	50,30653	0,005628	-0,000295	29	0,060000	0,000000
ITUR	125/240	2900	190	43,87186	0,016910	-0,000350	28,56784	0,020754	0,000085
ITUR	CP150/500A	1475	500	100,51290	0,009491	-0,000082	65,20181	0,188876	0,000166
ITUR	CP150/500A	1475	480	91,43155	0,012264	-0,000094	56,19364	0,213424	0,000067
ITUR	CP150/500A	1475	460	81,56957	0,024039	-0,000123	48,38463	0,199395	0,000044
ITUR	CP150/500A	1475	440	74,03722	0,023719	-0,000130	42,91639	0,205946	-0,000029
ITUR	CP150/500A	1475	420	65,99655	0,025105	-0,000136	37,52127	0,197626	-0,000067

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(k). Coeficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia —ecuación (5.14)— de las bombas incluidas en la base de datos

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	CP200/340A	1475	350	41,28938	-0,001611	-0,000018	50,40899	0,077700	-0,0000080
ITUR	CP200/340A	1475	330	36,57378	0,000337	-0,000023	42,68559	0,074900	-0,0000137
ITUR	CP200/340A	1475	310	32,52890	0,003590	-0,000029	39,30562	0,068000	-0,0000198
ITUR	CP200/340A	1475	290	29,40153	0,001097	-0,000026	34,50051	0,061800	-0,0000207
ITUR	CP200/400A	1480	420	61,54597	0,000145	-0,000019	60,38863	0,123923	0,0000399
ITUR	CP200/400A	1480	400	54,96062	0,008729	-0,000033	53,10136	0,115587	0,0000303
ITUR	CP200/400A	1480	380	49,28685	0,012179	-0,000042	38,59414	0,128124	-0,0000018
ITUR	CP200/400A	1480	360	43,72220	0,016594	-0,000053	32,54136	0,106661	0,0000127
ITUR	CP200/400A	1480	350	41,05288	0,018901	-0,000058	30,37463	0,098900	0,0000110
ITUR	CP200/400B	1475	420	56,71788	0,009490	-0,000071	32,17677	0,191582	-0,0001150
ITUR	CP200/400B	1475	400	50,18773	0,019822	-0,000088	28,66038	0,155326	-0,0000775
ITUR	CP200/400B	1475	375	45,62275	0,011477	-0,000081	21,67118	0,161729	-0,0001160
ITUR	CP200/400B	1475	350	36,30428	0,046008	-0,000144	13,56878	0,178517	-0,0001740
ITUR	CP200/500A	1485	525	102,05630	0,012750	-0,000041	97,57133	0,309103	-0,0000425
ITUR	CP200/500A	1485	500	93,03125	0,018750	-0,000053	88,29823	0,265625	-0,0000255
ITUR	CP200/500A	1485	475	84,45625	0,024250	-0,000066	79,48370	0,217391	0,0000000
ITUR	CP200/500A	1485	450	74,81250	0,027500	-0,000081	63,02649	0,209919	-0,0000255
ITUR	CP200/500A	1485	430	65,98125	0,038250	-0,000103	45,00679	0,237772	-0,0000849
ITUR	CP200/620A	1490	630	144,74010	0,038619	-0,000122	134,95400	0,409227	0,0000404
ITUR	CP200/620A	1490	610	137,35160	0,026796	-0,000112	123,35700	0,396348	0,0000203
ITUR	CP200/620A	1490	590	127,95620	0,030940	-0,000120	112,43990	0,358389	0,0000147
ITUR	CP200/620A	1490	570	119,18220	0,029641	-0,000121	104,22390	0,301713	0,0000566
ITUR	CP200/620A	1490	545	109,18220	0,029641	-0,000121	95,93494	0,249109	0,0000918
ITUR	CP200/620A	1490	520	98,97735	0,026133	-0,000117	77,64563	0,297830	-0,0000001
ITUR	CP200/620B	1490	620	131,74780	0,034597	-0,000123	119,39470	0,445339	-0,0000922
ITUR	CP200/620B	1490	590	119,70820	0,028916	-0,000114	115,48910	0,339674	0,0000000
ITUR	CP200/620B	1490	560	108,07630	0,019156	-0,000098	85,07399	0,375506	-0,0000695
ITUR	CP200/620B	1490	530	96,76837	0,022988	-0,000107	74,91299	0,347020	-0,0000992
ITUR	CP200/620B	1490	500	85,46040	0,026820	-0,000116	62,45393	0,338135	-0,0001480
ITUR	CP250/400A	1485	425	64,94927	0,000688	-0,000007	93,85755	0,176048	-0,0000210
ITUR	CP250/400A	1485	405	58,47975	0,004748	-0,000011	77,54938	0,175553	-0,0000342
ITUR	CP250/400A	1485	385	52,79113	0,005391	-0,000013	64,45244	0,166466	-0,0000368
ITUR	CP250/400A	1485	360	45,25523	0,009893	-0,000017	52,75956	0,159651	-0,0000481
ITUR	CP400/390A	1490	420	54,51805	-0,005590	-0,00000127	234,9990	0,090900	-0,0000185
ITUR	CP400/390A	1490	405	50,98445	-0,005260	-0,00000155	220,2027	0,077700	-0,0000181
ITUR	CP400/390A	1490	390	47,93970	-0,005392	-0,00000179	203,9197	0,059700	-0,0000138
ITUR	CP400/390A	1490	370	43,49895	-0,005518	-0,00000177	184,9732	0,047200	-0,0000128
ITUR	CP400/390A	1490	350	39,52605	-0,006021	-0,00000172	165,1662	0,041600	-0,0000146

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.I.1(I). *Coefficientes A, B, C, D, E y F de las curvas características de altura de energía y potencia — ecuación (5.14) — de las bombas incluidas en la base de datos*

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	A (m)	B (h/m ²)	C (h ² /m ⁵)	D (CV)	E (CV h/m ³)	F (CV h ² /m ⁶)
ITUR	CP500/510B	990	515	38,04165	-0,003318	-0,00000086	186,7147	0,056000	-0,0000096
ITUR	CP500/510B	990	490	33,58052	-0,002621	-0,00000104	163,8736	0,051900	-0,0000114
ITUR	CP500/510B	990	435	28,31097	-0,002592	-0,00000106	132,6311	0,048500	-0,0000136
ITUR	CP500/510B	990	405	22,49375	-0,001420	-0,00000121	109,2183	0,045600	-0,0000155
ITUR	HP,HPW125	2970	280	127,200	0,01400	-0,000400	66,38927	0,232337	0,000238
ITUR	HP,HPW125	2970	265	112,050	0,02600	-0,000500	51,73233	0,168478	0,000340
ITUR	HP,HPW125	2970	250	95,375	0,05000	-0,000550	39,26630	0,173913	0,000272
ITUR	HP,HPW125	2970	245	88,925	0,00600	-0,000450	30,82541	0,183424	0,000170
ITUR	HP-HPW150	1480	320	40,82362	0,008311	-0,000192	20,73207	0,046900	0,0000862
ITUR	HP-HPW150	1480	295	34,93680	0,002106	-0,000219	12,93275	0,083200	-0,0000912
ITUR	HP,HPW150	1480	305	41,16283	-0,065200	0,000058	30,63139	-0,036200	0,000208
ITUR	HP,HPW150	1480	290	33,71950	-0,034182	-0,000021	23,90002	-0,013400	0,000143
ITUR	HP,HPW150	1480	275	27,75917	-0,009634	-0,000089	19,66293	-0,011400	0,000124
ITUR	HP,HPW150	1480	270	25,97585	-0,004237	-0,000103	17,99563	-0,004110	0,000104
ITUR	HP,HPW150	2980	290	125,06250	-0,007500	-0,000106	123,93000	0,260190	-0,0001104
ITUR	HP,HPW150	2980	275	104,76250	-0,000500	-0,000106	123,13180	0,183424	-0,0000849
ITUR	HP,HPW200	1480	410	68,76453	-0,011224	-0,000064	69,54591	0,020809	0,0001318
ITUR	HP,HPW200	1480	360	47,03300	0,029414	-0,000151	42,65391	0,078281	0,0000128
ITUR	BEV1280/1	1450	210	18,62897	-0,016828	-0,000050	11,50035	0,010276	-0,0000125
ITUR	BEV1280/1	1450	192	16,57707	-0,015220	-0,000059	9,68310	0,006483	-0,0000125
ITUR	BEV1280/1	1450	178	14,09500	-0,008375	-0,000084	7,49828	0,012371	-0,0000313
ITUR	BEV1286/1	1450	210	18,40965	-0,006821	-0,000044	14,59052	0,004431	0,000010
ITUR	BEV1286/1	1450	192	16,10138	-0,004117	-0,000052	13,68845	0,004107	-0,000002
ITUR	BEV1286/1	1450	178	14,30085	-0,005948	-0,000050	11,68258	0,003355	-0,000006
ITUR	BEV1486/1	1450	254	24,61807	-0,005809	-0,000035	22,05010	0,043881	-0,0000499
ITUR	BEV1486/1	1450	235	21,08340	-0,007342	-0,000031	14,92324	0,060970	-0,0000768
ITUR	BEV1486/1	1450	219	18,12990	-0,002490	-0,000040	14,35427	0,044573	-0,0000643
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	710	156,20	0,000695	-0,00000198	1282,3370	0,124734	0,0000319
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	620	130,00	0,001932	-0,00000216	1035,3260	0,179286	0,0000071
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	530	92,60	0,005041	-0,00000270	644,8370	0,268954	-0,0000302
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	680	166,8810	0,0147155	-0,0000213	437,1346	0,298187	0,0000374
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	620	130,8914	0,0188707	-0,0000238	354,4322	0,255341	-8,93E-19
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	560	103,2379	0,0130690	-0,0000200	261,3193	0,241801	-0,0000408
Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	295	135,7500	-0,0100500	-0,0000013	1369,9060	-0,073710	0,0000200
Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	290	128,7500	-0,0075500	-0,0000018	1212,6360	0,031929	-0,0000034
Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	275	101,5000	-0,0087000	-0,0000015	978,2609	-0,004076	-0,0000109

Para estos coeficientes el caudal se expresa en m³/h, la altura de energía en m y la potencia absorbida en CV (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Tabla 5.1.2(a). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	32/125	1450	143	0,34	114480	0,5	116400	0,75	118920	---	---	---	---
ITUR	32/125	1450	135	0,34	114480	0,5	116400	0,75	118920	---	---	---	---
ITUR	32/125	1450	125	0,34	114480	0,5	116400	0,75	118920	---	---	---	---
ITUR	32/125	1450	115	0,34	114480	0,5	116400	0,75	118920	---	---	---	---
ITUR	32/160	1450	177	0,34	116760	0,5	118680	0,75	121200	1	127800	---	---
ITUR	32/160	1450	167	0,34	116760	0,5	118680	0,75	121200	1	127800	---	---
ITUR	32/160	1450	157	0,34	116760	0,5	118680	0,75	121200	1	127800	---	---
ITUR	32/160	1450	147	0,34	116760	0,5	118680	0,75	121200	1	127800	---	---
ITUR	32/200	1450	212	0,5	123240	0,75	125760	1	132360	1,5	138960	---	---
ITUR	32/200	1450	200	0,5	123240	0,75	125760	1	132360	1,5	138960	---	---
ITUR	32/200	1450	190	0,5	123240	0,75	125760	1	132360	1,5	138960	---	---
ITUR	32/200	1450	180	0,5	123240	0,75	125760	1	132360	1,5	138960	---	---
ITUR	32/250	1450	266	1	137760	1,5	144360	2	149160	3	155400	4	163320
ITUR	32/250	1450	256	1	137760	1,5	144360	2	149160	3	155400	4	163320
ITUR	32/250	1450	246	1	137760	1,5	144360	2	149160	3	155400	4	163320
ITUR	32/250	1450	236	1	137760	1,5	144360	2	149160	3	155400	4	163320
ITUR	32/250	1450	226	1	137760	1,5	144360	2	149160	3	155400	4	163320
ITUR	32/250	1450	216	1	137760	1,5	144360	2	149160	3	155400	4	163320
ITUR	40/125	1450	140	0,5	117840	0,75	120360	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/125	1450	130	0,5	117840	0,75	120360	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/125	1450	120	0,5	117840	0,75	120360	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/125	1450	110	0,5	117840	0,75	120360	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/160	1450	177	0,75	122400	1	129000	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/160	1450	167	0,75	122400	1	129000	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/160	1450	157	0,75	122400	1	129000	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/160	1450	147	0,75	122400	1	129000	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/200	1450	212	1,5	140280	2	145080	3	151320	---	---	---	---
ITUR	40/200	1450	200	1,5	140280	2	145080	3	151320	---	---	---	---
ITUR	40/200	1450	190	1,5	140280	2	145080	3	151320	---	---	---	---
ITUR	40/200	1450	180	1,5	140280	2	145080	3	151320	---	---	---	---
ITUR	40/250	1450	266	2	150360	3	156600	4	164520	5,5	196320	---	---
ITUR	40/250	1450	256	2	150360	3	156600	4	164520	5,5	196320	---	---
ITUR	40/250	1450	246	2	150360	3	156600	4	164520	5,5	196320	---	---
ITUR	40/250	1450	236	2	150360	3	156600	4	164520	5,5	196320	---	---
ITUR	40/250	1450	226	2	150360	3	156600	4	164520	5,5	196320	---	---
ITUR	40/315	1450	328	3	202200	4	210120	5,5	241920	---	---	---	---
ITUR	40/315	1450	320	3	202200	4	210120	5,5	241920	---	---	---	---

Tabla 5.1.2(b). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	40/315	1450	310	3	202200	4	210120	5,5	241920	---	---	---	---
ITUR	40/315	1450	300	3	202200	4	210120	5,5	241920	---	---	---	---
ITUR	40/315	1450	290	3	202200	4	210120	5,5	241920	---	---	---	---
ITUR	40/315	1450	280	3	202200	4	210120	5,5	241920	---	---	---	---
ITUR	50/125	1450	143	0,75	123120	1	129720	---	---	---	---	---	---
ITUR	50/125	1450	135	0,75	123120	1	129720	---	---	---	---	---	---
ITUR	50/125	1450	125	0,75	123120	1	129720	---	---	---	---	---	---
ITUR	50/125	1450	115	0,75	123120	1	129720	---	---	---	---	---	---
ITUR	50/160	1450	177	1	131280	1,5	137880	2	142680	---	---	---	---
ITUR	50/160	1450	167	1	131280	1,5	137880	2	142680	---	---	---	---
ITUR	50/160	1450	157	1	131280	1,5	137880	2	142680	---	---	---	---
ITUR	50/160	1450	147	1	131280	1,5	137880	2	142680	---	---	---	---
ITUR	50/200	1450	212	1,5	142680	2	147480	3	153720	4	161640	---	---
ITUR	50/200	1450	200	1,5	142680	2	147480	3	153720	4	161640	---	---
ITUR	50/200	1450	190	1,5	142680	2	147480	3	153720	4	161640	---	---
ITUR	50/200	1450	180	1,5	142680	2	147480	3	153720	4	161640	---	---
ITUR	50/250	1450	266	3	170280	4	178200	5,5	210000	7,5	226560	---	---
ITUR	50/250	1450	256	3	170280	4	178200	5,5	210000	7,5	226560	---	---
ITUR	50/250	1450	246	3	170280	4	178200	5,5	210000	7,5	226560	---	---
ITUR	50/250	1450	236	3	170280	4	178200	5,5	210000	7,5	226560	---	---
ITUR	50/250	1450	226	3	170280	4	178200	5,5	210000	7,5	226560	---	---
ITUR	50/315	1450	328	5,5	246120	7,5	262680	10	281040	15	314160	---	---
ITUR	50/315	1450	320	5,5	246120	7,5	262680	10	281040	15	314160	---	---
ITUR	50/315	1450	310	5,5	246120	7,5	262680	10	281040	15	314160	---	---
ITUR	50/315	1450	300	5,5	246120	7,5	262680	10	281040	15	314160	---	---
ITUR	50/315	1450	290	5,5	246120	7,5	262680	10	281040	15	314160	---	---
ITUR	50/315	1450	280	5,5	246120	7,5	262680	10	281040	15	314160	---	---
ITUR	65/125	1450	143	1	131760	1,5	138360	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/125	1450	140	1	131760	1,5	138360	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/125	1450	135	1	131760	1,5	138360	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/125	1450	130	1	131760	1,5	138360	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/125	1450	125	1	131760	1,5	138360	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/160	1450	177	1,5	140040	2	144840	3	151080	---	---	---	---
ITUR	65/160	1450	167	1,5	140040	2	144840	3	151080	---	---	---	---
ITUR	65/160	1450	157	1,5	140040	2	144840	3	151080	---	---	---	---
ITUR	65/160	1450	147	1,5	140040	2	144840	3	151080	---	---	---	---

Tabla 5.I.2(c). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	65/200	1450	212	3	160200	4	168120	5,5	199920	---	---	---	---
ITUR	65/200	1450	200	3	160200	4	168120	5,5	199920	---	---	---	---
ITUR	65/200	1450	190	3	160200	4	168120	5,5	199920	---	---	---	---
ITUR	65/200	1450	180	3	160200	4	168120	5,5	199920	---	---	---	---
ITUR	65/250	1450	266	4	187920	5,5	219720	7,5	236280	10	254640	---	---
ITUR	65/250	1450	256	4	187920	5,5	219720	7,5	236280	10	254640	---	---
ITUR	65/250	1450	246	4	187920	5,5	219720	7,5	236280	10	254640	---	---
ITUR	65/250	1450	236	4	187920	5,5	219720	7,5	236280	10	254640	---	---
ITUR	65/250	1450	226	4	187920	5,5	219720	7,5	236280	10	254640	---	---
ITUR	65/315	1450	328	7,5	269880	10	288240	15	321360	---	---	---	---
ITUR	65/315	1450	320	7,5	269880	10	288240	15	321360	---	---	---	---
ITUR	65/315	1450	310	7,5	269880	10	288240	15	321360	---	---	---	---
ITUR	65/315	1450	300	7,5	269880	10	288240	15	321360	---	---	---	---
ITUR	65/315	1450	290	7,5	269880	10	288240	15	321360	---	---	---	---
ITUR	80/160	1450	178	2	153720	3	159960	4	167880	---	---	---	---
ITUR	80/160	1450	170	2	153720	3	159960	4	167880	---	---	---	---
ITUR	80/160	1450	160	2	153720	3	159960	4	167880	---	---	---	---
ITUR	80/160	1450	150	2	153720	3	159960	4	167880	---	---	---	---
ITUR	80/200	1450	212	3	168840	4	176760	5,5	208560	7,5	225120	---	---
ITUR	80/200	1450	200	3	168840	4	176760	5,5	208560	7,5	225120	---	---
ITUR	80/200	1450	190	3	168840	4	176760	5,5	208560	7,5	225120	---	---
ITUR	80/200	1450	180	3	168840	4	176760	5,5	208560	7,5	225120	---	---
ITUR	80/250	1450	266	5,5	229440	7,5	246000	10	264360	15	297480	---	---
ITUR	80/250	1450	256	5,5	229440	7,5	246000	10	264360	15	297480	---	---
ITUR	80/250	1450	246	5,5	229440	7,5	246000	10	264360	15	297480	---	---
ITUR	80/250	1450	236	5,5	229440	7,5	246000	10	264360	15	297480	---	---
ITUR	80/250	1450	226	5,5	229440	7,5	246000	10	264360	15	297480	---	---
ITUR	80/315	1450	328	10	292440	15	325560	20	358080	25	448800	---	---
ITUR	80/315	1450	320	10	292440	15	325560	20	358080	25	448800	---	---
ITUR	80/315	1450	310	10	292440	15	325560	20	358080	25	448800	---	---
ITUR	80/315	1450	300	10	292440	15	325560	20	358080	25	448800	---	---
ITUR	80/315	1450	290	10	292440	15	325560	20	358080	25	448800	---	---
ITUR	80/315	1450	280	10	292440	15	325560	20	358080	25	448800	---	---
ITUR	80/400	1450	408	15	390360	20	422880	25	513600	30	554040	40	648000
ITUR	80/400	1450	380	15	390360	20	422880	25	513600	30	554040	40	648000
ITUR	80/400	1450	360	15	390360	20	422880	25	513600	30	554040	40	648000
ITUR	80/400	1450	340	15	390360	20	422880	25	513600	30	554040	40	648000
ITUR	80/400	1450	320	15	390360	20	422880	25	513600	30	554040	40	648000

Tabla 5.1.2(d). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	100/190	1450	195	3	183240	4	191160	5,5	222960	7,5	239520	---	---
ITUR	100/190	1450	185	3	183240	4	191160	5,5	222960	7,5	239520	---	---
ITUR	100/190	1450	175	3	183240	4	191160	5,5	222960	7,5	239520	---	---
ITUR	100/190	1450	165	3	183240	4	191160	5,5	222960	7,5	239520	---	---
ITUR	100/200	1450	212	5,5	224880	7,5	241440	10	259800	15	292920	---	---
ITUR	100/200	1450	200	5,5	224880	7,5	241440	10	259800	15	292920	---	---
ITUR	100/200	1450	190	5,5	224880	7,5	241440	10	259800	15	292920	---	---
ITUR	100/200	1450	180	5,5	224880	7,5	241440	10	259800	15	292920	---	---
ITUR	100/200	1450	170	5,5	224880	7,5	241440	10	259800	15	292920	---	---
ITUR	100/250	1450	266	7,5	255480	10	273840	15	306960	20	339480	25	430680
ITUR	100/250	1450	256	7,5	255480	10	273840	15	306960	20	339480	25	430680
ITUR	100/250	1450	246	7,5	255480	10	273840	15	306960	20	339480	25	430680
ITUR	100/250	1450	236	7,5	255480	10	273840	15	306960	20	339480	25	430680
ITUR	100/250	1450	226	7,5	255480	10	273840	15	306960	20	339480	25	430680
ITUR	100/250	1450	216	7,5	255480	10	273840	15	306960	20	339480	25	430680
ITUR	100/315	1450	328	15	334200	20	366720	25	457440	30	497880	40	591840
ITUR	100/315	1450	320	15	334200	20	366720	25	457440	30	497880	40	591840
ITUR	100/315	1450	310	15	334200	20	366720	25	457440	30	497880	40	591840
ITUR	100/315	1450	300	15	334200	20	366720	25	457440	30	497880	40	591840
ITUR	100/315	1450	290	15	334200	20	366720	25	457440	30	497880	40	591840
ITUR	100/315	1450	280	15	334200	20	366720	25	457440	30	497880	40	591840
ITUR	100/315	1450	270	15	334200	20	366720	25	457440	30	497880	40	591840
ITUR	100/400	1450	408	20	438840	25	529560	30	570000	40	663960	50	801720
ITUR	100/400	1450	397	20	438840	25	529560	30	570000	40	663960	50	801720
ITUR	100/400	1450	382	20	438840	25	529560	30	570000	40	663960	50	801720
ITUR	100/400	1450	362	20	438840	25	529560	30	570000	40	663960	50	801720
ITUR	100/400	1450	342	20	438840	25	529560	30	570000	40	663960	50	801720
ITUR	100/400	1450	408	60	905520	75	1055160	---	---	---	---	---	---
ITUR	100/400	1450	397	60	905520	75	1055160	---	---	---	---	---	---
ITUR	100/400	1450	382	60	905520	75	1055160	---	---	---	---	---	---
ITUR	100/400	1450	362	60	905520	75	1055160	---	---	---	---	---	---
ITUR	100/400	1450	342	60	905520	75	1055160	---	---	---	---	---	---
ITUR	125/240	1450	250	5,5	260520	7,5	277080	10	295440	15	328560	20	361080
ITUR	125/240	1450	240	5,5	260520	7,5	277080	10	295440	15	328560	20	361080
ITUR	125/240	1450	230	5,5	260520	7,5	277080	10	295440	15	328560	20	361080
ITUR	125/240	1450	220	5,5	260520	7,5	277080	10	295440	15	328560	20	361080
ITUR	125/240	1450	210	5,5	260520	7,5	277080	10	295440	15	328560	20	361080

Tabla 5.I.2(e). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	125/240	1450	200	5,5	260520	7,5	277080	10	295440	15	328560	20	361080
ITUR	125/240	1450	190	5,5	260520	7,5	277080	10	295440	15	328560	20	361080
ITUR	125/240	1450	180	5,5	260520	7,5	277080	10	295440	15	328560	20	361080
ITUR	125/250	1450	266	15	332760	20	365280	25	456000	30	496440	40	590400
ITUR	125/250	1450	255	15	332760	20	365280	25	456000	30	496440	40	590400
ITUR	125/250	1450	245	15	332760	20	365280	25	456000	30	496440	40	590400
ITUR	125/250	1450	235	15	332760	20	365280	25	456000	30	496440	40	590400
ITUR	125/250	1450	225	15	332760	20	365280	25	456000	30	496440	40	590400
ITUR	125/315	1450	328	20	439680	25	530400	30	570840	40	664800	50	802560
ITUR	125/315	1450	320	20	439680	25	530400	30	570840	40	664800	50	802560
ITUR	125/315	1450	310	20	439680	25	530400	30	570840	40	664800	50	802560
ITUR	125/315	1450	300	20	439680	25	530400	30	570840	40	664800	50	802560
ITUR	125/315	1450	290	20	439680	25	530400	30	570840	40	664800	50	802560
ITUR	125/315	1450	280	20	439680	25	530400	30	570840	40	664800	50	802560
ITUR	125/315	1450	328	60	906360	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	125/315	1450	320	60	906360	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	125/315	1450	310	60	906360	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	125/315	1450	300	60	906360	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	125/315	1450	290	60	906360	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	125/315	1450	280	60	906360	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	125/400	1450	408	40	693000	50	830760	60	934560	75	1084200	100	1357320
ITUR	125/400	1450	397	40	693000	50	830760	60	934560	75	1084200	100	1357320
ITUR	125/400	1450	382	40	693000	50	830760	60	934560	75	1084200	100	1357320
ITUR	125/400	1450	362	40	693000	50	830760	60	934560	75	1084200	100	1357320
ITUR	150/200	1450	210	7,5	340200	10	358560	15	391680	20	424200	---	---
ITUR	150/200	1450	195	7,5	340200	10	358560	15	391680	20	424200	---	---
ITUR	150/200	1450	180	7,5	340200	10	358560	15	391680	20	424200	---	---
ITUR	150/200	1450	165	7,5	340200	10	358560	15	391680	20	424200	---	---
ITUR	150/200	1450	155	7,5	340200	10	358560	15	391680	20	424200	---	---
ITUR	150/200	1450	140	7,5	340200	10	358560	15	391680	20	424200	---	---
ITUR	150/200	1450	125	7,5	340200	10	358560	15	391680	20	424200	---	---
ITUR	150/250	1450	266	20	441840	25	532560	30	573000	40	666960	---	---
ITUR	150/250	1450	256	20	441840	25	532560	30	573000	40	666960	---	---
ITUR	150/250	1450	246	20	441840	25	532560	30	573000	40	666960	---	---
ITUR	150/250	1450	236	20	441840	25	532560	30	573000	40	666960	---	---
ITUR	150/250	1450	226	20	441840	25	532560	30	573000	40	666960	---	---
ITUR	150/250	1450	216	20	441840	25	532560	30	573000	40	666960	---	---

Tabla 5.I.2(f). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	150/315	1450	328	40	710400	50	848160	60	951960	75	1101600	100	1374720
ITUR	150/315	1450	320	40	710400	50	848160	60	951960	75	1101600	100	1374720
ITUR	150/315	1450	310	40	710400	50	848160	60	951960	75	1101600	100	1374720
ITUR	150/315	1450	300	40	710400	50	848160	60	951960	75	1101600	100	1374720
ITUR	150/315	1450	290	40	710400	50	848160	60	951960	75	1101600	100	1374720
ITUR	150/315	1450	280	40	710400	50	848160	60	951960	75	1101600	100	1374720
ITUR	150/315	1450	270	40	710400	50	848160	60	951960	75	1101600	100	1374720
ITUR	150/400	1450	408	60	1021560	75	1171200	100	1444320	125	1666080	---	---
ITUR	150/400	1450	397	60	1021560	75	1171200	100	1444320	125	1666080	---	---
ITUR	150/400	1450	382	60	1021560	75	1171200	100	1444320	125	1666080	---	---
ITUR	150/400	1450	362	60	1021560	75	1171200	100	1444320	125	1666080	---	---
ITUR	200/240	1450	250	20	562080	25	652800	30	693240	40	787200	---	---
ITUR	200/240	1450	240	20	562080	25	652800	30	693240	40	787200	---	---
ITUR	200/240	1450	230	20	562080	25	652800	30	693240	40	787200	---	---
ITUR	200/240	1450	220	20	562080	25	652800	30	693240	40	787200	---	---
ITUR	200/240	1450	210	20	562080	25	652800	30	693240	40	787200	---	---
ITUR	200/240	1450	200	20	562080	25	652800	30	693240	40	787200	---	---
ITUR	200/240	1450	190	20	562080	25	652800	30	693240	40	787200	---	---
ITUR	200/250	1450	250	25	660000	30	700440	40	794400	50	932160	60	1035960
ITUR	200/250	1450	240	25	660000	30	700440	40	794400	50	932160	60	1035960
ITUR	200/250	1450	230	25	660000	30	700440	40	794400	50	932160	60	1035960
ITUR	200/250	1450	218	25	660000	30	700440	40	794400	50	932160	60	1035960
ITUR	200/250	1450	207	25	660000	30	700440	40	794400	50	932160	60	1035960
ITUR	200/250	1450	196	25	660000	30	700440	40	794400	50	932160	60	1035960
ITUR	200/400	1450	410	100	1654320	125	1876080	150	2143560	180	2492280	---	---
ITUR	200/400	1450	400	100	1654320	125	1876080	150	2143560	180	2492280	---	---
ITUR	200/400	1450	390	100	1654320	125	1876080	150	2143560	180	2492280	---	---
ITUR	200/400	1450	380	100	1654320	125	1876080	150	2143560	180	2492280	---	---
ITUR	200/400	1450	370	100	1654320	125	1876080	150	2143560	180	2492280	---	---
ITUR	200/400	1450	360	100	1654320	125	1876080	150	2143560	180	2492280	---	---
ITUR	200/400	1450	350	100	1654320	125	1876080	150	2143560	180	2492280	---	---
ITUR	200/500	1450	505	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	340	3921960
ITUR	200/500	1450	490	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	340	3921960
ITUR	200/500	1450	470	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	340	3921960
ITUR	200/500	1450	450	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	340	3921960
ITUR	200/500	1450	430	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	340	3921960
ITUR	200/500	1450	410	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	340	3921960

Tabla 5.1.2(g). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	250/300	1450	310	40	984000	50	1121760	60	1225560	75	1375200	100	1648320
ITUR	250/300	1450	295	40	984000	50	1121760	60	1225560	75	1375200	100	1648320
ITUR	250/300	1450	283	40	984000	50	1121760	60	1225560	75	1375200	100	1648320
ITUR	250/300	1450	270	40	984000	50	1121760	60	1225560	75	1375200	100	1648320
ITUR	250/300	1450	260	40	984000	50	1121760	60	1225560	75	1375200	100	1648320
ITUR	250/300	1450	252	40	984000	50	1121760	60	1225560	75	1375200	100	1648320
ITUR	250/400	1450	410	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	---	---
ITUR	250/400	1450	400	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	---	---
ITUR	250/400	1450	390	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	---	---
ITUR	250/400	1450	380	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	---	---
ITUR	250/400	1450	370	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	---	---
ITUR	250/400	1450	360	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	---	---
ITUR	250/400	1450	350	150	2209560	180	2558280	220	2914920	270	3467880	---	---
ITUR	250/500	1450	510	180	2618280	220	2974920	270	3527880	340	3981960	430	4760160
ITUR	250/500	1450	490	180	2618280	220	2974920	270	3527880	340	3981960	430	4760160
ITUR	250/500	1450	470	180	2618280	220	2974920	270	3527880	340	3981960	430	4760160
ITUR	250/500	1450	450	180	2618280	220	2974920	270	3527880	340	3981960	430	4760160
ITUR	250/500	1450	430	180	2618280	220	2974920	270	3527880	340	3981960	430	4760160
ITUR	250/500	1450	410	180	2618280	220	2974920	270	3527880	340	3981960	430	4760160
ITUR	250/500	1450	510	540	5571960	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	250/500	1450	490	540	5571960	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	250/500	1450	470	540	5571960	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	250/500	1450	450	540	5571960	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	250/500	1450	430	540	5571960	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	250/500	1450	410	540	5571960	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	300/400	1450	430	220	2986920	270	3539880	340	3993960	430	4772160	---	---
ITUR	300/400	1450	420	220	2986920	270	3539880	340	3993960	430	4772160	---	---
ITUR	300/400	1450	410	220	2986920	270	3539880	340	3993960	430	4772160	---	---
ITUR	300/400	1450	400	220	2986920	270	3539880	340	3993960	430	4772160	---	---
ITUR	300/400	1450	390	220	2986920	270	3539880	340	3993960	430	4772160	---	---
ITUR	300/400	1450	380	220	2986920	270	3539880	340	3993960	430	4772160	---	---
ITUR	32/125	2900	143	1	117000	1,5	131160	2	135480	3	141720	4	149640
ITUR	32/125	2900	135	1	117000	1,5	131160	2	135480	3	141720	4	149640
ITUR	32/125	2900	125	1	117000	1,5	131160	2	135480	3	141720	4	149640
ITUR	32/125	2900	115	1	117000	1,5	131160	2	135480	3	141720	4	149640
ITUR	32/160	2900	177	1,5	133440	2	137760	3	144000	4	151920	5,5	162480
ITUR	32/160	2900	167	1,5	133440	2	137760	3	144000	4	151920	5,5	162480

Tabla 5.1.2(h). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	32/160	2900	157	1,5	133440	2	137760	3	144000	4	151920	5,5	162480
ITUR	32/160	2900	147	1,5	133440	2	137760	3	144000	4	151920	5,5	162480
ITUR	32/160	2900	177	7,5	178200	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/160	2900	167	7,5	178200	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/160	2900	157	7,5	178200	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/160	2900	147	7,5	178200	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/200	2900	212	3	148560	4	156480	5,5	167040	7,5	182760	10	204120
ITUR	32/200	2900	200	3	148560	4	156480	5,5	167040	7,5	182760	10	204120
ITUR	32/200	2900	190	3	148560	4	156480	5,5	167040	7,5	182760	10	204120
ITUR	32/200	2900	180	3	148560	4	156480	5,5	167040	7,5	182760	10	204120
ITUR	32/200	2900	212	15	251400	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/200	2900	200	15	251400	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/200	2900	190	15	251400	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/200	2900	180	15	251400	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/250	2900	266	7,5	188160	10	209520	15	256800	20	289320	25	350280
ITUR	32/250	2900	256	7,5	188160	10	209520	15	256800	20	289320	25	350280
ITUR	32/250	2900	246	7,5	188160	10	209520	15	256800	20	289320	25	350280
ITUR	32/250	2900	236	7,5	188160	10	209520	15	256800	20	289320	25	350280
ITUR	32/250	2900	226	7,5	188160	10	209520	15	256800	20	289320	25	350280
ITUR	32/250	2900	216	7,5	188160	10	209520	15	256800	20	289320	25	350280
ITUR	32/250	2900	266	30	400560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/250	2900	256	30	400560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/250	2900	246	30	400560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/250	2900	236	30	400560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/250	2900	226	30	400560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	32/250	2900	216	30	400560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	40/125	2900	140	2	136920	3	143160	4	151080	5,5	161640	---	---
ITUR	40/125	2900	130	2	136920	3	143160	4	151080	5,5	161640	---	---
ITUR	40/125	2900	120	2	136920	3	143160	4	151080	5,5	161640	---	---
ITUR	40/125	2900	110	2	136920	3	143160	4	151080	5,5	161640	---	---
ITUR	40/160	2900	177	4	153120	5,5	163680	7,5	179400	---	---	---	---
ITUR	40/160	2900	167	4	153120	5,5	163680	7,5	179400	---	---	---	---
ITUR	40/160	2900	157	4	153120	5,5	163680	7,5	179400	---	---	---	---
ITUR	40/160	2900	147	4	153120	5,5	163680	7,5	179400	---	---	---	---
ITUR	40/200	2900	212	5,5	168360	7,5	184080	10	205440	15	252720	---	---
ITUR	40/200	2900	200	5,5	168360	7,5	184080	10	205440	15	252720	---	---
ITUR	40/200	2900	190	5,5	168360	7,5	184080	10	205440	15	252720	---	---
ITUR	40/200	2900	180	5,5	168360	7,5	184080	10	205440	15	252720	---	---

Tabla 5.1.2(i). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	40/250	2900	266	10	210720	15	258000	20	290520	25	351480	30	401760
ITUR	40/250	2900	256	10	210720	15	258000	20	290520	25	351480	30	401760
ITUR	40/250	2900	246	10	210720	15	258000	20	290520	25	351480	30	401760
ITUR	40/250	2900	236	10	210720	15	258000	20	290520	25	351480	30	401760
ITUR	40/250	2900	226	10	210720	15	258000	20	290520	25	351480	30	401760
ITUR	50/125	2900	143	3	145920	4	153840	5,5	164400	7,5	180120	---	---
ITUR	50/125	2900	135	3	145920	4	153840	5,5	164400	7,5	180120	---	---
ITUR	50/125	2900	125	3	145920	4	153840	5,5	164400	7,5	180120	---	---
ITUR	50/125	2900	115	3	145920	4	153840	5,5	164400	7,5	180120	---	---
ITUR	50/125	2900	105	3	145920	4	153840	5,5	164400	7,5	180120	---	---
ITUR	50/160	2900	177	5,5	165960	7,5	181680	10	203040	15	250320	---	---
ITUR	50/160	2900	167	5,5	165960	7,5	181680	10	203040	15	250320	---	---
ITUR	50/160	2900	157	5,5	165960	7,5	181680	10	203040	15	250320	---	---
ITUR	50/160	2900	147	5,5	165960	7,5	181680	10	203040	15	250320	---	---
ITUR	50/200	2900	212	10	207840	15	254760	20	287640	25	348600	---	---
ITUR	50/200	2900	200	10	207840	15	254760	20	287640	25	348600	---	---
ITUR	50/200	2900	190	10	207840	15	254760	20	287640	25	348600	---	---
ITUR	50/200	2900	180	10	207840	15	254760	20	287640	25	348600	---	---
ITUR	50/250	2900	266	15	271680	20	304200	25	365160	30	415440	40	506400
ITUR	50/250	2900	256	15	271680	20	304200	25	365160	30	415440	40	506400
ITUR	50/250	2900	246	15	271680	20	304200	25	365160	30	415440	40	506400
ITUR	50/250	2900	236	15	271680	20	304200	25	365160	30	415440	40	506400
ITUR	50/250	2900	226	15	271680	20	304200	25	365160	30	415440	40	506400
ITUR	65/125	2900	143	7,5	182160	10	203520	15	250800	---	---	---	---
ITUR	65/125	2900	140	7,5	182160	10	203520	15	250800	---	---	---	---
ITUR	65/125	2900	135	7,5	182160	10	203520	15	250800	---	---	---	---
ITUR	65/125	2900	130	7,5	182160	10	203520	15	250800	---	---	---	---
ITUR	65/125	2900	125	7,5	182160	10	203520	15	250800	---	---	---	---
ITUR	65/160	2900	177	10	205200	15	252480	20	285000	25	345960	---	---
ITUR	65/160	2900	167	10	205200	15	252480	20	285000	25	345960	---	---
ITUR	65/160	2900	157	10	205200	15	252480	20	285000	25	345960	---	---
ITUR	65/160	2900	147	10	205200	15	252480	20	285000	25	345960	---	---
ITUR	65/200	2900	212	15	261600	20	294120	25	355080	30	405360	40	496320
ITUR	65/200	2900	200	15	261600	20	294120	25	355080	30	405360	40	496320
ITUR	65/200	2900	190	15	261600	20	294120	25	355080	30	405360	40	496320
ITUR	65/200	2900	180	15	261600	20	294120	25	355080	30	405360	40	496320

Tabla 5.I.2(j). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	65/250	2900	266	25	374880	30	425160	40	516120	50	615600	60	794880
ITUR	65/250	2900	256	25	374880	30	425160	40	516120	50	615600	60	794880
ITUR	65/250	2900	246	25	374880	30	425160	40	516120	50	615600	60	794880
ITUR	65/250	2900	236	25	374880	30	425160	40	516120	50	615600	60	794880
ITUR	65/250	2900	226	25	374880	30	425160	40	516120	50	615600	60	794880
ITUR	65/250	2900	266	75	940560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/250	2900	256	75	940560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/250	2900	246	75	940560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/250	2900	236	75	940560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	65/250	2900	226	75	940560	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	80/160	2900	178	15	261360	20	293880	25	354840	30	284880	---	---
ITUR	80/160	2900	170	15	261360	20	293880	25	354840	30	284880	---	---
ITUR	80/160	2900	160	15	261360	20	293880	25	354840	30	284880	---	---
ITUR	80/160	2900	150	15	261360	20	293880	25	354840	30	284880	---	---
ITUR	80/200	2900	212	25	363720	30	414000	40	504960	50	604440	60	783720
ITUR	80/200	2900	200	25	363720	30	414000	40	504960	50	604440	60	783720
ITUR	80/200	2900	190	25	363720	30	414000	40	504960	50	604440	60	783720
ITUR	80/200	2900	180	25	363720	30	414000	40	504960	50	604440	60	783720
ITUR	80/250	2900	266	40	525840	50	625320	60	804600	75	950280	100	1244040
ITUR	80/250	2900	256	40	525840	50	625320	60	804600	75	950280	100	1244040
ITUR	80/250	2900	246	40	525840	50	625320	60	804600	75	950280	100	1244040
ITUR	80/250	2900	236	40	525840	50	625320	60	804600	75	950280	100	1244040
ITUR	80/250	2900	226	40	525840	50	625320	60	804600	75	950280	100	1244040
ITUR	100/190	2900	195	20	317160	25	378120	30	428400	40	519360	50	618840
ITUR	100/190	2900	185	20	317160	25	378120	30	428400	40	519360	50	618840
ITUR	100/190	2900	175	20	317160	25	378120	30	428400	40	519360	50	618840
ITUR	100/190	2900	165	20	317160	25	378120	30	428400	40	519360	50	618840
ITUR	100/200	2900	212	30	430320	40	521280	50	620760	60	800040	75	945720
ITUR	100/200	2900	200	30	430320	40	521280	50	620760	60	800040	75	945720
ITUR	100/200	2900	190	30	430320	40	521280	50	620760	60	800040	75	945720
ITUR	100/200	2900	180	30	430320	40	521280	50	620760	60	800040	75	945720
ITUR	100/200	2900	170	30	430320	40	521280	50	620760	60	800040	75	945720
ITUR	100/200	2900	212	100	1239480	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	100/200	2900	200	100	1239480	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	100/200	2900	190	100	1239480	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	100/200	2900	180	100	1239480	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	100/200	2900	170	100	1239480	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabla 5.1.2(k). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	100/250	2900	266	60	814080	75	959760	100	1253520	125	1449720	---	---
ITUR	100/250	2900	256	60	814080	75	959760	100	1253520	125	1449720	---	---
ITUR	100/250	2900	246	60	814080	75	959760	100	1253520	125	1449720	---	---
ITUR	100/250	2900	236	60	814080	75	959760	100	1253520	125	1449720	---	---
ITUR	100/250	2900	226	60	814080	75	959760	100	1253520	125	1449720	---	---
ITUR	100/250	2900	216	60	814080	75	959760	100	1253520	125	1449720	---	---
ITUR	125/240	2900	250	50	707094	60	818878	75	986554	100	1266014	125	1545474
ITUR	125/240	2900	240	50	698959	60	810743	75	978419	100	1257879	125	1537339
ITUR	125/240	2900	230	50	690824	60	802608	75	970284	100	1249744	125	1529204
ITUR	125/240	2900	220	50	682689	60	794473	75	962149	100	1241609	125	1521069
ITUR	125/240	2900	210	50	674554	60	786338	75	954014	100	1233474	125	1512934
ITUR	125/240	2900	200	50	666419	60	778203	75	945879	100	1225339	125	1504799
ITUR	125/240	2900	190	50	658284	60	770068	75	937744	100	1217204	125	1496664
ITUR	CP150/500A	1475	500	75	1189929	100	1469389	125	1748849	150	2028309	180	2363661
ITUR	CP150/500A	1475	480	75	1173659	100	1453119	125	1732579	150	2012039	180	2347391
ITUR	CP150/500A	1475	460	75	1157389	100	1436849	125	1716309	150	1995769	180	2331121
ITUR	CP150/500A	1475	440	75	1141119	100	1420579	125	1700039	150	1979499	180	2314851
ITUR	CP150/500A	1475	420	75	1124849	100	1404309	125	1683769	150	1963229	180	2298581
ITUR	CP150/500A	1475	500	220	2810797	270	3369717	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP150/500A	1475	480	220	2794527	270	3353447	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP150/500A	1475	460	220	2778257	270	3337177	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP150/500A	1475	440	220	2761987	270	3320907	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP150/500A	1475	420	220	2745717	270	3304637	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/340A	1475	350	60	900228	75	1067904	100	1347364	125	1626824	---	---
ITUR	CP200/340A	1475	330	60	883958	75	1051634	100	1331094	125	1610554	---	---
ITUR	CP200/340A	1475	310	60	867688	75	1035364	100	1314824	125	1594284	---	---
ITUR	CP200/340A	1475	290	60	851418	75	1019094	100	1298554	125	1578014	---	---
ITUR	CP200/400A	1480	420	75	1124849	100	1404309	125	1683769	150	1963229	180	2298581
ITUR	CP200/400A	1480	400	75	1108579	100	1388039	125	1667499	150	1946959	180	2282311
ITUR	CP200/400A	1480	380	75	1092309	100	1371769	125	1651229	150	1930689	180	2266041
ITUR	CP200/400A	1480	360	75	1076039	100	1355499	125	1634959	150	1914419	180	2249771
ITUR	CP200/400A	1480	350	75	1067904	100	1347364	125	1626824	150	1906284	180	2241636
ITUR	CP200/400A	1480	420	220	2745717	270	3304637	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/400A	1480	400	220	2729447	270	3288367	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/400A	1480	380	220	2713177	270	3272097	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/400A	1480	360	220	2696907	270	3255827	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/400A	1480	350	220	2688772	270	3247692	---	---	---	---	---	---

Tabla 5.1.2(I). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	CP200/400B	1475	420	50	845389	60	957173	75	1124849	100	1404309	125	1683769
ITUR	CP200/400B	1475	400	50	829119	60	940903	75	1108579	100	1388039	125	1667499
ITUR	CP200/400B	1475	375	50	808782	60	920566	75	1088242	100	1367702	125	1647162
ITUR	CP200/400B	1475	350	50	788444	60	900228	75	1067904	100	1347364	125	1626824
ITUR	CP200/400B	1475	420	150	1963229	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/400B	1475	400	150	1946959	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/400B	1475	375	150	1926622	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/400B	1475	350	150	1906284	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/500A	1485	525	125	1769187	150	2048647	180	2383999	220	2831135	270	3390055
ITUR	CP200/500A	1485	500	125	1748849	150	2028309	180	2363661	220	2810797	270	3369717
ITUR	CP200/500A	1485	475	125	1728512	150	2007972	180	2343324	220	2790460	270	3349380
ITUR	CP200/500A	1485	450	125	1708174	150	1987634	180	2322986	220	2770122	270	3329042
ITUR	CP200/500A	1485	430	125	1691904	150	1971364	180	2306716	220	2753852	270	3312772
ITUR	CP200/500A	1485	525	340	4172543	430	5178599	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/500A	1485	500	340	4152205	430	5158261	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/500A	1485	475	340	4131868	430	5137924	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/500A	1485	450	340	4111530	430	5117586	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/500A	1485	430	340	4095260	430	5101316	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620A	1490	630	180	2469416	220	2916552	270	3475472	340	4257960	430	5264016
ITUR	CP200/620A	1490	610	180	2453146	220	2900282	270	3459202	340	4241690	430	5247746
ITUR	CP200/620A	1490	590	180	2436876	220	2884012	270	3442932	340	4225420	430	5231476
ITUR	CP200/620A	1490	570	180	2420606	220	2867742	270	3426662	340	4209150	430	5215206
ITUR	CP200/620A	1490	545	180	2400269	220	2847405	270	3406325	340	4188813	430	5194869
ITUR	CP200/620A	1490	520	180	2379931	220	2827067	270	3385987	340	4168475	430	5174531
ITUR	CP200/620A	1490	630	540	6493640	670	7946832	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620A	1490	610	540	6477370	670	7930562	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620A	1490	590	540	6461100	670	7914292	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620A	1490	570	540	6444830	670	7898022	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620A	1490	545	540	6424493	670	7877685	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620A	1490	520	540	6404155	670	7857347	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620B	1490	620	150	2125929	180	2461281	220	2908417	270	3467337	340	4249825
ITUR	CP200/620B	1490	590	150	2101524	180	2436876	220	2884012	270	3442932	340	4225420
ITUR	CP200/620B	1490	560	150	2077119	180	2412471	220	2859607	270	3418527	340	4201015
ITUR	CP200/620B	1490	530	150	2052714	180	2388066	220	2835202	270	3394122	340	4176610
ITUR	CP200/620B	1490	500	150	2028309	180	2363661	220	2810797	270	3369717	340	4152205
ITUR	CP200/620B	1490	620	430	5255881	540	6485505	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620B	1490	590	430	5231476	540	6461100	---	---	---	---	---	---

Tabla 5.I.2(m). *Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)*

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	CP200/620B	1490	560	430	5207071	540	6436695	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620B	1490	530	430	5182666	540	6412290	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP200/620B	1490	500	430	5158261	540	6387885	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP250/400A	1485	425	125	1687837	150	1967297	180	2302649	220	2749785	270	3308705
ITUR	CP250/400A	1485	405	125	1671567	150	1951027	180	2286379	220	2733515	270	3292435
ITUR	CP250/400A	1485	385	125	1655297	150	1934757	180	2270109	220	2717245	270	3276165
ITUR	CP250/400A	1485	360	125	1634959	150	1914419	180	2249771	220	2696907	270	3255827
ITUR	CP250/400A	1485	425	340	4091193	430	5097249	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP250/400A	1485	405	340	4074923	430	5080979	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP250/400A	1485	385	340	4058653	430	5064709	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP250/400A	1485	360	340	4038315	430	5044371	---	---	---	---	---	---
ITUR	CP400/390A	1490	420	270	3304637	340	4087125	430	5093181	540	6322805	---	---
ITUR	CP400/390A	1490	405	270	3292435	340	4074923	430	5080979	540	6310603	---	---
ITUR	CP400/390A	1490	390	270	3280232	340	4062720	430	5068776	540	6298400	---	---
ITUR	CP400/390A	1490	370	270	3263962	340	4046450	430	5052506	540	6282130	---	---
ITUR	CP400/390A	1490	350	270	3247692	340	4030180	430	5036236	540	6265860	---	---
ITUR	CP500/510B	990	515	180	2375864	220	2823000	270	3381920	340	4164408	430	5170464
ITUR	CP500/510B	990	490	180	2355526	220	2802662	270	3361582	340	4144070	430	5150126
ITUR	CP500/510B	990	435	180	2310784	220	2757920	270	3316840	340	4099328	430	5105384
ITUR	CP500/510B	990	405	180	2286379	220	2733515	270	3292435	340	4074923	430	5080979
ITUR	HP,HPW125	2970	280	75	1010959	100	1290419	125	1569879	150	1849339	180	2184691
ITUR	HP,HPW125	2970	265	75	998757	100	1278217	125	1557677	150	1837137	180	2172489
ITUR	HP,HPW125	2970	250	75	986554	100	1266014	125	1545474	150	1824934	180	2160286
ITUR	HP,HPW125	2970	245	75	982487	100	1261947	125	1541407	150	1820867	180	2156219
ITUR	HP,HPW125	2970	280	220	2631827	270	3190747	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW125	2970	265	220	2619625	270	3178545	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW125	2970	250	220	2607422	270	3166342	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW125	2970	245	220	2603355	270	3162275	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW150	1480	320	25	484579	30	540471	40	652255	50	764039	60	875823
ITUR	HP,HPW150	1480	295	25	464242	30	520134	40	631918	50	743702	60	855486
ITUR	HP,HPW150	1480	305	25	472377	30	528269	40	640053	50	751837	60	863621
ITUR	HP,HPW150	1480	290	25	460174	30	516066	40	627850	50	739634	60	851418
ITUR	HP,HPW150	1480	275	25	447972	30	503864	40	615648	50	727432	60	839216
ITUR	HP,HPW150	1480	270	25	443904	30	499796	40	611580	50	723364	60	835148
ITUR	HP,HPW150	1480	320	75	1043499	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW150	1480	295	75	1023162	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW150	1480	305	75	1031297	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabla 5.1.2(n). Potencia de los motores (P_m) en CV que pueden arrancar las bombas utilizadas y precios (C) pta de los grupos motor-bomba correspondientes (rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro)

Marca	Tipo bomba	rpm	D rodete (mm)	P_{m1} (CV)	C_1 (pta)	P_{m2} (CV)	C_2 (pta)	P_{m3} (CV)	C_3 (pta)	P_{m4} (CV)	C_4 (CV)	P_{m5} (CV)	C_5 (pta)
ITUR	HP,HPW150	1480	290	75	1019094	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW150	1480	275	75	1006892	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW150	1480	270	75	1002824	---	---	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW150	2980	290	150	1857474	180	2192826	220	2639962	270	3198882	340	3981370
ITUR	HP,HPW150	2980	275	150	1845272	180	2180624	220	2627760	270	3186680	340	3969168
ITUR	HP,HPW200	1480	410	60	949038	75	1116714	100	1396174	125	1675634	150	1955094
ITUR	HP,HPW200	1480	360	60	908363	75	1076039	100	1355499	125	1634959	150	1914419
ITUR	HP,HPW200	1480	410	180	2290446	220	2737582	---	---	---	---	---	---
ITUR	HP,HPW200	1480	360	180	2249771	220	2696907	---	---	---	---	---	---
ITUR	BEV1280/1	1450	210	10	227418	15	283310	20	339202	25	395094	30	450986
ITUR	BEV1280/1	1450	192	10	212775	15	268667	20	324559	25	380451	30	436343
ITUR	BEV1280/1	1450	178	10	201386	15	257278	20	313170	25	369062	30	424954
ITUR	BEV1286/1	1450	210	15	283310	20	339202	25	395094	30	450986	---	---
ITUR	BEV1286/1	1450	192	15	268667	20	324559	25	380451	30	436343	---	---
ITUR	BEV1286/1	1450	178	15	257278	20	313170	25	369062	30	424954	---	---
ITUR	BEV1486/1	1450	254	25	430888	30	486780	40	598564	50	710348	---	---
ITUR	BEV1486/1	1450	235	25	415432	30	471324	40	583108	50	694892	---	---
ITUR	BEV1486/1	1450	219	25	402416	30	458308	40	570092	50	681876	---	---
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	710	990	11589000	1180	13712896	1390	16060360	1620	18631392	1870	21425992
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	620	990	11515785	1180	13639681	1390	15987145	1620	18558177	1870	21352777
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	530	990	11442570	1180	13566466	1390	15913930	1620	18484962	1870	21279562
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	710	2140	24444160	2430	27685896	2740	31151200	3070	34840072	3420	38752512
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	620	2140	24370945	2430	27612681	2740	31077985	3070	34766857	3420	38679297
Ingersoll-Dresser	16LNH/35C	990	530	2140	24297730	2430	27539466	2740	31004770	3070	34693642	3420	38606082
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	680	340	4298635	430	5304691	540	6534315	670	7987507	820	9664267
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	620	340	4249825	430	5255881	540	6485505	670	7938697	820	9615457
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	560	340	4201015	430	5207071	540	6436695	670	7889887	820	9566647
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	680	990	11564595	1180	13688491	1390	16035955	1620	18606987	1870	21401587
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	620	990	11515785	1180	13639681	1390	15987145	1620	18558177	1870	21352777
Ingersoll-Dresser	10LNH/26A	1480	560	990	11466975	1180	13590871	1390	15938335	1620	18509367	1870	21303967
Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	295	1180	13375294	1390	15722758	1620	18293790	1870	21088390	2140	24106558
Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	290	1180	13371226	1390	15718690	1620	18289722	1870	21084322	2140	24102490
Ingersoll-Dresser	28HHS/1475	990	275	1180	13359024	1390	15706488	1620	18277520	1870	21072120	2140	24090288

ANEXO 5.II. DIÁMETROS COMERCIALES DE TUBERÍAS Y JUSTIFICACIÓN DEL PRECIO

Los diámetros comerciales de las tuberías a emplear en el diseño de la impulsión y los precios se detallan a continuación en las tablas 5.II.1, que han sido consultados a las empresas *Tecniriegos* y *Uralita* (año 1998). Este precio es el de ejecución material, que incluye el precio de tubería y accesorios (codos, elementos de unión,...) y el coste de instalación (apertura y relleno de zanjas y colocación de las tuberías). No se incluyen tuberías de polietileno ni de fundición, ya que las primeras se recomiendan para diámetros menores o iguales a 100 mm y presiones bajas, y las segundas para presiones muy altas (>30 atm), situaciones poco habituales en la impulsión de una red de distribución de agua para riego.

Tabla 5.II.1(a). *Diámetros comerciales y precios de tuberías de hormigón, fibrocemento y PVC*

Denominación	Diámetro (mm)	Presión (atm)	Precio (pta/ml)
Hormigón	600	10	25326
Hormigón	800	10	32728
Hormigón	1000	10	41494
Hormigón	1200	10	50874
Hormigón	1400	10	60420
Hormigón	1600	10	72876
Hormigón	1800	10	90070

Hormigón	600	15	25875
Hormigón	800	15	34525
Hormigón	1000	15	44092
Hormigón	1200	15	54722
Hormigón	1400	15	65698
Hormigón	1600	15	80735
Hormigón	1800	15	99141

Hormigón	600	20	26857
Hormigón	800	20	36218
Hormigón	1000	20	47173
Hormigón	1200	20	58638
Hormigón	1400	20	70528
Hormigón	1600	20	86625
Hormigón	1800	20	106390

Hormigón	600	25	28455
Hormigón	800	25	37619
Hormigón	1000	25	48990
Hormigón	1200	25	61262
Hormigón	1400	25	73862
Hormigón	1600	25	91232
Hormigón	1800	25	111933

Fibrocemento	200	10	4513
Fibrocemento	250	10	5665
Fibrocemento	300	10	7305
Fibrocemento	350	10	8480
Fibrocemento	400	10	10481
Fibrocemento	500	10	15917

Tabla 5.II.1(b). *Diámetros comerciales y precios de tuberías de hormigón, fibrocemento y PVC*

Denominación	Diámetro (mm)	Presión (atm)	Precio (pta/ml)
Fibrocemento	200	15	5048
Fibrocemento	250	15	6415
Fibrocemento	300	15	8275
Fibrocemento	350	15	9547
Fibrocemento	400	15	11376
Fibrocemento	500	15	17207

Fibrocemento	200	20	5691
Fibrocemento	250	20	7240
Fibrocemento	300	20	9381
Fibrocemento	350	20	11027
Fibrocemento	400	20	12725
Fibrocemento	500	20	17254

Fibrocemento	200	25	6063
Fibrocemento	250	25	7697
Fibrocemento	300	25	9802
Fibrocemento	350	25	11827
Fibrocemento	400	25	13669
Fibrocemento	500	25	19376

Fibrocemento	200	30	6605
Fibrocemento	250	30	8413
Fibrocemento	300	30	10444
Fibrocemento	350	30	12618
Fibrocemento	400	30	14605
Fibrocemento	500	30	20710

PVC	110	6	2098
PVC	125	6	2436
PVC	140	6	2780
PVC	160	6	3064
PVC	180	6	3582
PVC	200	6	4099
PVC	250	6	5729
PVC	315	6	8328

PVC	110	10	2649
PVC	125	10	3119
PVC	140	10	3640
PVC	160	10	4058
PVC	180	10	4808
PVC	200	10	5579
PVC	250	10	8063
PVC	315	10	12029

PVC	110	16	3366
PVC	125	16	4049
PVC	140	16	4810
PVC	160	16	5381
PVC	180	16	6593
PVC	200	16	7681
PVC	250	16	11323
PVC	315	16	17188

ANEXO 5.III. CARACTERÍSTICAS DE LOS DEPÓSITOS PARA EL ALMACENAMIENTO DE AGUA

La gama de depósitos cilíndricos considerados son de planchas onduladas de hierro galvanizado térmicamente, con funda de PVC de 0,8 mm de espesor reforzada en su parte superior con poliéster. En las tablas 5.III.1 se presentan sus características geométricas (diámetro, altura y capacidad) junto con el precio (año 1998). Estos depósitos tienen unas capacidades de 4,3 a 1.725 m³, con alturas de 1,72 m, 2,54 m, 3,38 m y 4,22 m, y diámetros desde 1,85 m hasta 25,5 m. Los fabricantes consultados son *Sabater, s.a.* y *R. Miralpeix, s.l.* Aunque se ha incluido un conjunto de depósitos que cubren un amplio abanico de capacidades, este fichero de datos puede ser modificado y ampliado en el modelo de ordenador desarrollado.

Tabla 5.III.1(a). Características geométricas y coste de los depósitos modulares de plancha

Diámetro (m)	Altura (m)	Capacidad (m ³)	Coste (pta)
1,85	1,72	4,3	150082
1,85	2,54	6,4	173504
1,85	3,38	8,5	200207
2,6	1,72	9	186528
3,1	1,72	13	200958
2,6	2,54	13,5	206786
3,55	1,72	17	211468
2,6	3,38	17,2	248859
3,1	2,54	19	254481
4	1,72	21	243374
2,6	4,22	22	294605
4,33	1,72	25	249500
3,1	4,22	31	355035
4	2,54	32	297765
3,55	3,38	33	308547
5,1	1,72	35	280311
5,34	1,72	38	285196
3,55	4,22	41	369693
4	3,38	42	361948
4,33	3,38	51	370086
5,1	2,54	52	346337
6,3	1,72	53	325392

Tabla 5.III.1(b). *Características geométricas y coste de los depósitos modulares de plancha*

Diámetro (m)	Altura (m)	Capacidad (m³)	Coste (pta)
5,34	2,54	57	351967
4,33	4,22	63	446103
7,04	1,72	67	358034
5,1	3,38	69	424077
5,34	3,38	76	430412
6,3	2,54	79	403465
7,92	1,72	84	404811
5,1	4,22	86	514804
5,34	4,22	95	521881
7,04	2,54	99	455114
8,8	1,72	104	444701
6,3	3,38	105	495160
7,92	2,54	125	504564
9,68	1,72	126	494784
7,04	3,38	131	559413
10,56	1,72	150	552163
8,8	2,54	154	555508
7,04	4,22	164	681016
7,92	3,38	165	621877
11,38	1,72	174	594596
9,68	2,54	186	616646
12,32	1,72	204	642402
8,8	3,38	205	685838
7,92	4,22	207	758641
10,56	2,54	222	685082
9,68	3,38	247	759991
8,8	4,22	255	837760
11,38	2,54	258	738385
14,06	1,72	267	737873
10,56	3,38	295	841441
12,32	2,54	302	797433
9,68	4,22	309	927073
15,85	1,72	339	841231
11,38	3,38	344	1098018

Tabla 5.III.1(c). *Características geométricas y coste de los depósitos modulares de plancha*

Diámetro (m)	Altura (m)	Capacidad (m³)	Coste (pta)
10,56	4,22	368	1023683
14,06	2,54	395	914954
12,32	3,38	401	979882
17,52	1,72	414	945467
11,38	4,22	429	1104801
15,85	2,54	499	1078384
12,32	4,22	501	1192386
14,06	3,38	523	1123315
20,14	1,72	547	1117556
17,52	2,54	610	1208659
15,85	3,38	644	1349081
14,06	4,22	656	1366135
22,85	1,72	704	1362474
20,14	2,54	808	1420165
17,52	3,38	814	1509148
15,85	4,22	832	1719451
25,5	1,72	877	1688976
17,52	4,22	1016	1920354
22,85	2,54	1040	1815100
20,14	3,38	1075	1748278
25,5	2,54	1295	2129150
20,14	4,22	1343	2238488
22,85	3,38	1385	2215710
25,5	3,38	1725	2721560

ANEXO 5.IV. MANUAL DEL USUARIO

La aplicación de ordenador desarrollada soporta la optimización del sistema constituido por la estación de bombeo, la energía eléctrica consumida por los grupos de bombeo, la tubería de impulsión y el depósito de regulación, de forma que sea capaz de satisfacer una demanda dada. La función de costes totales a minimizar cuenta con los siguientes elementos:

1. El consumo energético de la estación de bombeo. Dicho coste está constituido por un término de potencia y un término de energía. El primero depende de la potencia contratada y del modo de facturar dicha potencia, factores ambos que se determinan una vez que han sido seleccionados los grupos de bombeo. El segundo depende del consumo de energía eléctrica de las bombas, que es función de la altura de energía y del caudal impulsado, así como del número de horas de funcionamiento y del contrato del suministro eléctrico elegido.
2. El coste de la estación de bombeo, que está directamente relacionado con la potencia de los grupos motor-bomba, que asimismo depende del caudal impulsado y de la altura de bombeo.
3. El coste de la tubería de impulsión, que depende del diámetro seleccionado, el cual determina las pérdidas de carga que se van a producir y, en consecuencia, la altura de energía que deberán proporcionar las bombas.
4. El coste del depósito o balsa de regulación, que está relacionado con el volumen del mismo. En éste podemos distinguir entre el volumen de reserva determinado por criterios que no son económicos y, el volumen de regulación el cual depende de las diferencias entre el caudal demandado y el caudal impulsado, estando éste último determinado por el régimen de bombeo (potencia y características de las bombas, caudal impulsado en cada hora, número de bombas en marcha, número de horas de funcionamiento y, momentos de arranque y parada).

Los costes anteriores están referidos a diferentes bases temporales. Los costes de inversión inicial (estación de bombeo, tuberías y depósito) se tienen en un momento puntual, mientras que los costes de explotación (costes energéticos) van a estar presentes a lo largo del tiempo. Para poder relacionar ambos se considera un período de referencia de duración anual, de forma que se tienen en cuenta los costes energéticos a lo largo de todo un año y los costes de inversión amortizados.

La solución nos determina el régimen de bombeo (potencia y características de las bombas, caudal impulsado en cada hora, número de bombas en marcha, horas de funcionamiento y, momentos de arranque y parada), el diámetro de la tubería de impulsión, el volumen de regulación del depósito, y el contrato del suministro de energía eléctrica, de forma que se minimicen los costes totales del sistema.

Para iniciar el programa basta con hacer doble 'click' en el icono de dicha aplicación. Así aparece la pantalla de presentación (figura 5.IV.1) que pide la clave de acceso. Introducida ésta se

espera a que aparezca la **Ventana Principal** (figura 5.IV.2), que está compuesta de seis opciones principales en la barra de menú: *Archivo*, *Bombas*, *Costes*, *Optimizar*, *Resultados* y *Ayuda*, y de cuatro bloques diferenciados en el entorno de la ventana: *Requerimientos de altura de energía y caudal*, *Características*, *Costes* y *Parámetros de cálculo*. A continuación se describe cada una de las opciones de la barra de menú así como el entorno de ventana del menú principal.



Figura 5.IV.1. Pantalla de presentación de la aplicación de ordenador 'Diseño y Gestión Óptimos de Sistemas de Impulsión y de Almacenamiento de Agua' (DYGOSIA)

5.IV.1. VENTANA PRINCIPAL

La optimización del diseño y gestión de sistemas de impulsión y almacenamiento de agua se inicia con la preselección de los grupos motor-bomba que pueden satisfacer las necesidades máximas de caudal y altura de energía de la red de distribución. La aplicación desarrollada compara estos requerimientos con las prestaciones de las bombas almacenadas en el fichero de datos (tabla 5.IV.1), dando como salida las bombas y/o combinaciones de bombas que satisfacen las necesidades expuestas. El procedimiento seguido para determinar el número de grupos en paralelo consiste en fraccionar el caudal en 2, 3, ..., n veces, considerando que no hay bombas que den caudales menores a 6 m³/h y que no hay más de 10 grupos en paralelo. Estos condicionantes pueden modificarse en la opción de barra *Bombas* (apartado 5.IV.1.2).

Para la evaluación de los costes de cada combinación de grupos de bombeo se considera un precio medio de la energía eléctrica, un número medio de horas anuales de utilización de la instalación y que las bombas trabajan en un único punto de funcionamiento correspondiente al de necesidades máximas.

En el bloque del entorno de la ventana *Parámetros de cálculo* se muestran los valores que

se van a considerar en la preselección de los grupos de bombeo y en la posterior evaluación de los costes que implica cada combinación elegida (figura 5.IV.2). Los datos necesarios para calcular el diámetro y la altura de energía máxima necesaria en la tubería de impulsión son: el incremento de cotas (m) a superar y la longitud (m) de la tubería. La aplicación desarrollada también permite la introducción del diámetro (mm) seleccionado por el usuario. Los datos que se van a utilizar para la evaluación de los costes son: tasa de interés de la amortización (%), vida útil de los grupos de bombeo (años), horas de funcionamiento de las bombas y precio medio de la energía eléctrica (pta/kWh). Todos estos valores se introducen en la opción de barra *Costes* (apartado 5.IV.1.3), que por defecto son: 11 % de interés anual, 20 años de vida útil, 2.000 horas de funcionamiento y 10 pta/kWh el precio medio de la energía eléctrica.

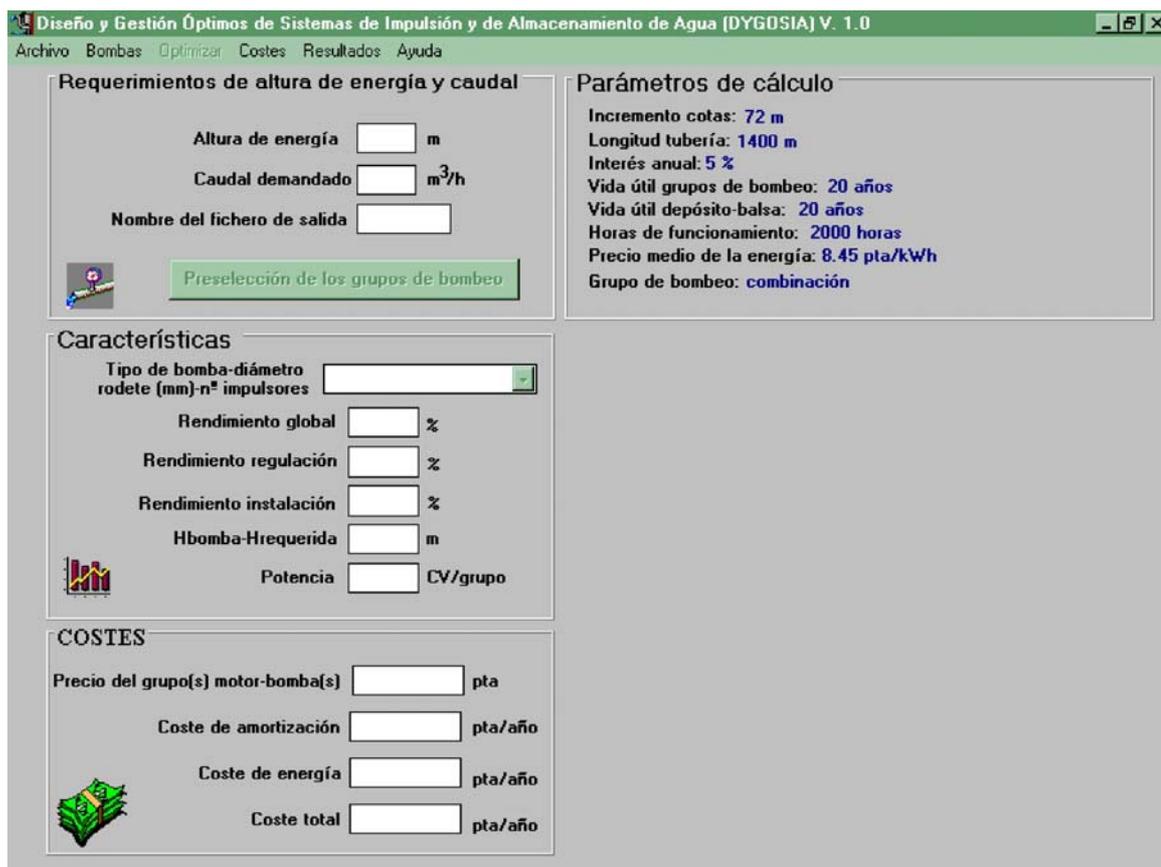


Figura 5.IV.2. Ventana principal de la aplicación de ordenador DYGOSIA

Las necesidades máximas de altura de energía (m) y caudal (m³/h) se muestran en el bloque *Requerimientos de altura de energía y caudal*, siendo necesario para su cálculo, además de los datos mencionados anteriormente, los ficheros de caudal demandado y tuberías que han de ser abiertos con la alternativa *Abrir* que se encuentra en la opción de barra *Archivo* (apartado 5.IV.1.1). Estas dos cajas de texto también permiten la modificación a voluntad del usuario de los valores de necesidades máximas mediante la alternativa *Nuevo* localizada en la opción de barra *Archivo*. En la tercera caja de texto de este bloque se ha de escribir el nombre del fichero donde se guardarán las características de los grupos de bombeo que se van a seleccionar (tabla 5.IV.1). Una vez que las tres cajas de texto están rellenas correctamente se activa el botón *Preselección de los*

grupos de bombeo, que al pulsarlo determina los grupos motor-bomba que satisfacen los requerimientos impuestos y sus costes asociados. Previamente a este paso hay que abrir en la opción *Archivo* el fichero con las características de las bombas comerciales que se van a probar.

En el bloque de ventana *Características* se encuentra una primera caja de texto donde se muestra el tipo, diámetro de rodete (mm) y número de impulsores en paralelo de las combinaciones de bombeo preseleccionadas. Esta caja es desplegable y al hacer ‘click’ en una de las combinaciones se muestran el resto de características presentadas en sus respectivas cajas de texto: *Rendimiento global (%)*, *Rendimiento regulación (%)*, *Rendimiento instalación (%)*, $H_{bomba} - H_{requerido}$ (m) (diferencia entre las alturas de energía suministrada por los grupos de bombeo y requerida por el sistema de distribución) y *Potencia (CV/bomba)*. Asimismo en las cajas de texto del bloque *Costes* se presentan sus valores respectivos que se corresponden con el coste de inversión de la combinación de bombeo seleccionada (pta), el coste de amortización de estos grupos (pta/año), el coste de energía (pta/año) y el coste total anual (pta/año) suma de los costes de amortización y de energía. También aparece en el entorno de la ventana del menú principal una malla donde se resumen las características y costes de todas las combinaciones de bombeo preseleccionadas: marca y tipo de bomba, revoluciones por minuto (rpm), diámetro de rodete (mm), número de grupos en paralelo, rendimiento global (%), rendimiento regulación (%), rendimiento instalación (%), potencia de motores (CV/bomba), coste de inversión (pta), coste de amortización (pta/año), coste de energía (pta/año) y coste total (pta/año) (figura 5.IV.3).

Requerimientos de altura de energía y caudal

Altura de energía: 74.42 m
 Caudal demandado: 10800 m³/h
 Nombre del fichero de salida: bombas

Parámetros de cálculo

Incremento cotas: 72 m
 Longitud tubería: 1400 m
 Interés anual: 5 %
 Vida útil grupos de bombeo: 20 años
 Vida útil depósito-balsa: 20 años
 Horas de funcionamiento: 2000 horas
 Precio medio de la energía: 8.45 pta/kWh
 Grupo de bombeo: combinación

Características

Tipo de bomba-diámetro rodete (mm)-n° impulsores: 16LNH35C-620-2

Rendimiento global: 70 %
 Rendimiento regulación: 96 %
 Rendimiento instalación: 67 %
 H_{bomba}-H_{requerida}: 2.45 m
 Potencia: 1390 CV/grupo

COSTES

Precio del grupo(s) motor-bomba(s): 31974290 pta
 Coste de amortización: 2565699 pta/año
 Coste de energía: 34578752 pta/año
 Coste total: 37144451 pta/año

Bomba	rpm	Rodete (mm)	N° grupos	Rend. grupo [%]
16LNH35C	990	620	2	70
16LNH35C	990	530	3	82
10LNH26A	1480	560	7	80
10LNH26A	1480	560	8	82
28HHS1475	990	295	3	80
28HHS1475	990	290	3	81
28HHS1475	990	275	5	65
28HHS1475	990	275	6	57
28HHS1475	990	275	7	51

Figura 5.IV.3. Combinaciones de bombeo preseleccionadas para unos requerimientos dados en la ventana principal de la aplicación de ordenador DYGOSIA

5.IV.1.1. Opción de barra *Archivo*

Esta opción presenta un menú desplegable con cuatro opciones: *Nuevo*, *Abrir*, *Imprimir* y *Salir*. La opción *Nuevo* permite la introducción de nuevos datos en la aplicación para el cálculo de la altura de energía, caudal demandado y diámetro de la tubería de impulsión, y así ejecutar la aplicación tantas veces como se desee sin necesidad de iniciarla. También permite la modificación a voluntad del usuario de las necesidades máximas de altura de energía y caudal mostrados en el bloque de *Requerimientos de altura de energía y caudal* del entorno de ventana.

La opción *Abrir* es el soporte principal para la lectura de los datos relativos a la demanda de la zona regable y de las bases de datos con las características de los grupos motor-bomba, de las tuberías, de los depósitos y de los tipos de contratos del suministro de energía eléctrica. Estos ficheros pueden ser tipo texto o tipo Excel, y han de tener la forma que se muestra en la tabla 5.IV.1. En los archivos de las bombas, de las tuberías y de los depósitos se pueden añadir todos los tipos que se deseen. En el archivo de los complementos tarifarios, cada una de las columnas son los distintos elementos que recargan o bonifican el término de energía (pta/kWh). Así si no hay recargo ni bonificación en una hora se pone un 1, si hay recargo del 70 % se pone 1,7 y si hay bonificación del 43 % se pone 0,57. Estos factores multiplicarán al precio del kWh en función del tipo de tarifa eléctrica que se considere, valores registrados en el fichero de precios de la energía eléctrica. Estos dos ficheros correspondientes al contrato del suministro eléctrico pueden ser modificados en función del número de complementos a considerar y del año en que se quiera evaluar el coste energético (los precios de la energía eléctrica se revisan anualmente y son publicados en el Boletín Oficial del Estado en las primeras fechas del año) o de las condiciones acordadas con la compañía eléctrica en el caso de estar en el mercado libre.

Se recomienda abrir estos ficheros de datos cuando se inicia la aplicación, a pesar de que los ficheros de los depósitos y de los tipos de contrato del suministro eléctrico se utilizan en la ventana *Política de bombeo* (apartado 5.IV.2), operativa después de la preselección de los grupos de bombeo que satisfacen las necesidades máximas de altura de energía y caudal.

La opción *Imprimir* tiene a su vez dos alternativas: *Configuración de impresora* y *Datos*. La primera permite seleccionar la impresora que se va a utilizar así como la configuración de ésta: orientación, tamaño y origen del papel, y tipo y calidad de gráficos. Asimismo se puede indicar el intervalo de impresión (todo, selección, páginas), la calidad de la impresión y el número de copias a realizar. La segunda alternativa solicita la dirección del fichero de datos o resultados que se quiere imprimir. Por último, la opción *Salir* implica la terminación de la aplicación.

Tabla 5.IV.1. Estructura de los ficheros que contienen los datos relativos a la demanda de agua, las características de los grupos motor-bomba, las tuberías y los depósitos comerciales y, de los tipos de facturación eléctrica a considerar

Tipo de fichero	Columnas	Filas
Demanda*	Hora / día / mes / demanda (m ³)	Número de horas de la jornada de riegos
Bombas	Marca / tipo / rpm / D rodete (mm) / A (m) / B (h/m ²) / C (h ² /m ⁵) / D (CV) / E (CV h/m ³) / F (CV h ² /m ⁶) / P _{m1} (CV) / C ₁ (pta) / P _{m2} (CV) / C ₂ (pta) / ... / P _{mn} (CV) / C _n (pta)	Número de bombas comerciales
Tuberías	Material / D (mm) / Timbraje (atm) / Precio (pta/m)	Número de tuberías comerciales
Depósitos	D (m) / Altura (m) / Capacidad (m ³) / Coste (pta)	Número de depósitos
Precios de la energía eléctrica	Te (pta/kWh) / Tp (pta/kW-mes)	Tipos de tarifas eléctricas
Complementos de la facturación eléctrica	Sin DH / DH0 / DH1 / DH2 / DH3 / DH4 / DH5 / E /...	Horas del año

rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro; A, B, C, D, E, F = coeficientes de las curvas características de altura de energía y potencia; i (1,...,n) = número de motores que pueden arrancar una bomba determinada; P_{mi} = potencia de los motores i que pueden arrancar una bomba dada; C_i = precios de los grupos motor-bomba; Te = término de energía; Tp = término de potencia; DH = discriminación horaria – DH0 = tipo 0, DH1 = tipo 1, DH2 = tipo 2, DH3 = tipo 3, DH4 = tipo 4, DH5 = tipo 5 –; E = complemento de estacionalidad

* Si hay estación de rebombeo se tiene también un fichero de demanda para estos grupos

5.IV.1.2. Opción de barra *Bombas*

La posibilidad de considerar un tipo determinado de grupos de bombeo o de preseleccionar aquellos que no impliquen déficit de altura de energía con un rendimiento del conjunto de la instalación igual o mayor al 30 %, se realiza con esta opción. Se elige *Único* para la primera alternativa y, *Combinación* para la segunda en la que el número máximo de bombas en paralelo es de 10. Si se selecciona esta segunda alternativa se puede cambiar el límite mínimo del valor del rendimiento del conjunto de la instalación, el número máximo de bombas en paralelo y el caudal mínimo que trasiega por una bomba (el valor por defecto es de 6 m³/h).

5.IV.1.3. Opción de barra *Costes*

Anteriormente se indicó que en el bloque del entorno de la ventana *Parámetros de cálculo* se muestran los valores que se van a considerar en la preselección de los grupos de bombeo, en la determinación del diámetro más económico de la tubería de impulsión y en la posterior evaluación de los costes que implica cada combinación elegida. Los datos necesarios se introducen en esta opción de barra del menú principal, que presenta un menú desplegable con seis alternativas: *altura de energía*, *interés anual (%)*, *vida útil grupos de bombeo (años)*, *vida útil depósito-balsa (años)*,

horas de funcionamiento y precio medio de la energía (pta/kWh). Al hacer ‘click’ en *altura de energía*, aparece una nueva ventana en la que se marca si el diámetro de la impulsión es un dato o no, y si lo es se le da su valor en mm. Asimismo hay que indicar los valores del incremento de cotas (m) a superar y de la longitud de la tubería de impulsión (m). Las restantes opciones cuando se seleccionan despliegan una ventana donde hay que indicar el valor correspondiente.

5.IV.1.4. Opción de barra *Optimizar*

En este menú, operativo después de la preselección de los grupos de bombeo que satisfacen las necesidades máximas de altura de energía y caudal de la red de distribución, se encuentran tres opciones: *Política de bombeo*, *Volumen depósito* y *Suministro eléctrico*. La primera alternativa determina el régimen de bombeo óptimo (características de los grupos motor-bomba, potencia de los grupos, caudal a impulsar en cada hora, número de grupos en marcha, horas de funcionamiento y, momentos de arranque y parada) utilizando para la comparación los grupos de bombeo preseleccionados, cuyas características se muestran en los bloques *Características* y *Costes* y en la malla que se muestra en la ventana principal. Permite también el considerar uno de los grupos con velocidad variable. Las segunda y tercera alternativas optimizan la capacidad del depósito o balsa de regulación y la facturación de la energía eléctrica, respectivamente.

Para el diseño óptimo de un sistema de impulsión y de almacenamiento de agua será necesario la selección de las tres alternativas. Sin embargo, en la gestión de un sistema con unos grupos de bombeo y una tubería de impulsión ya instalados, con o sin depósito de regulación y con un contrato del suministro eléctrico determinado, puede que sólo se quiera conocer el caudal a impulsar en cada hora, el número de grupos de bombeo en marcha, las horas de funcionamiento y los momentos de arranque y parada, y así proceder a la evaluación de los costes. Para este fin, el usuario sólo tendrá que seleccionar la opción *Política de bombeo*, y así se le preguntará por la existencia del depósito de regulación, y si lo hay por su volumen, y por el tipo de contrato del suministro de energía eléctrica. Asimismo en la opción de barra *Bombas* (apartado 5.IV.1.2) se seleccionará la alternativa *Único*, ya que se considerará la combinación de grupos existente en la instalación en estudio, y en la opción de barra *Costes* (apartado 5.IV.1.3) se indicará el diámetro de la tubería de impulsión.

Si en la gestión de una red de distribución se quiere conocer la combinación de grupos de bombeo que mejor satisfacen la demanda de agua, en la opción de barra *Bombas* (apartado 5.IV.1.2) se seleccionará la alternativa *Combinación*, que dará las combinaciones de grupos de bombeo que aportan las necesidades máximas de altura de energía y caudal. Una vez operativa la opción de barra *Optimizar* se seleccionará la alternativa *Política de bombeo*, que es la que determinará la combinación óptima de grupos de bombeo entre las preseleccionadas. Si además se quiere conocer la capacidad más idónea de un depósito de regulación y/o el contrato óptimo del suministro eléctrico con los grupos de bombeo existentes o con los optimizados, se marcará la opción *Volumen depósito* y/o *Suministro eléctrico*.

Seleccionadas las alternativas por el usuario, se presenta la ventana *Política de bombeo* donde se dan los parámetros necesarios para el diseño y/o gestión óptimos del sistema de

impulsión y de almacenamiento de agua, y se muestran los resultados correspondientes (apartado 5.IV.2).

5.IV.1.5. Opción de barra *Resultados*

El menú desplegable que resulta al marcar esta opción tiene como alternativas *Preselección grupos bombeo*, *Política de bombeo* y *Término de potencia*. Al seleccionarlas aparece otra ventana donde se pueden abrir los archivos de resultados correspondientes. En la primera alternativa el fichero de resultados, con los grupos de bombeo preseleccionados para unos requerimientos de altura de energía y caudal, tiene el nombre que el usuario indica en el bloque de ventana *Requerimientos de altura de energía y caudal* con la extensión ‘.pum’.

La alternativa *Política de bombeo* tiene como ficheros de resultados **Poliopti.pum**, que señala la combinación óptima de grupos de bombeo, tubería de impulsión, depósito de regulación y contrato del suministro eléctrico, y **Polihora.pum**, el cual describe el régimen de funcionamiento de la estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro. Si hay una estación de bombeo en serie con la anterior (rebombeo), además se tiene el fichero con los grupos de bombeo preseleccionados para esta segunda impulsión (su nombre es el mismo que el usuario le pone al fichero de grupos preseleccionados en la primera impulsión terminado en ‘re’ y con la extensión ‘.pum’) junto con los ficheros **Polioptire.pum** y **Polihorare.pum**. **Polioptire.pum** cuenta con la combinación óptima de grupos de bombeo y contrato del suministro eléctrico, y **Polihorare.pum** muestra el régimen de bombeo de esta segunda impulsión (apartado 5.IV.2).

La alternativa *Término de potencia* puede tener, a su vez, uno o dos ficheros de resultados. Si la red de distribución de agua tiene un único punto de suministro de la energía eléctrica se tiene sólo el fichero **Resumen.pum**, y si hay dos puntos de suministro para cada una de las dos estaciones de bombeo, los ficheros son **Resumen1.pum** y **Resumen2.pum**. Estos resultados contienen los modos posibles de facturar la potencia contratada así como las potencias a considerar en la acometida eléctrica. La ventana de esta alternativa permite, a su vez, abrir una nueva ventana en la aplicación donde se indican las potencias óptimas a contratar para cada modo posible de facturar la potencia (apartado 5.IV.3). En la tabla 5.IV.2 se indica la estructura de los ficheros de resultados mencionados.

5.IV.1.6. Opción de barra *Ayuda*

La opción *Contenido* de este menú permite que el usuario obtenga información respecto a las bases teóricas de la metodología desarrollada en esta aplicación de ordenador y respecto a su manejo. La búsqueda de la información puede obtenerse de una ficha que describe el contenido general o de una ficha índice de palabras clave. La opción *Acerca de...* muestra una caja de diálogo con la información general del programa: nombre, autor, organismo donde se ha desarrollado la aplicación, versión y año (figura 5.IV.4).

Tabla 5.IV.2. Estructura de los ficheros de resultados de la aplicación de ordenador DYGOSIA

Fichero	Columnas	Filas	Ver tablas
Grupos motor-bomba preseleccionados: [nombre elegido usuario].pum y [nombre elegido usuario]re.pum	Marca bomba / Tipo bomba / rpm / D rodete (mm) / A (m) / B (h/m ²) / C (h ² /m ⁵) / D (CV) / E (CV h/m ³) / F (CV h ² /m ⁶) /	Nº de grupos de bombeo preseleccionados	5.5
	Potencia (CV/bomba) / H _{real} – H _{nec} (m) / nº bombas en paralelo /		5.6
	η (%) / η _{reg} (%) / η _{inst} (%) / Coste inversión (pta) / Coste amortización (pta/año) / Coste energía (pta/año) / Coste total (pta/año)		5.8
			5.9
Combinación óptima de grupos de bombeo, tubería de impulsión, depósito y factura eléctrica: Poliopiti.pum y Poliopitire.pum * En el rebombeo no existen estas columnas	[Grupos de bombeo]: marca / tipo / rpm / nº bombas en paralelo / Potencia (CV/bomba)	-----	5.10
	[Tubería de impulsión]*: material / D (mm) / Longitud (m) / Timbraje (atm)		
	[Depósito]*: volumen total (m ³) / volumen regulación (m ³) / D (m) / altura de agua (m) o [Balsa]*: volumen total (m ³) / volumen regulación (m ³) / L (m) / H1 (m) / H2 (m)		
	[Contrato suministro eléctrico]: tarifa / DH / E / modo facturar potencia		
	[Costes]: coste amortización (pta/año), coste energía (pta/año), coste total (pta/año)		
Régimen de bombeo: Polihora.pum y Polihorare.pum	Hora / precio kWh / demanda (m ³ /h) / V _i (m ³) / VR _i (m ³) / n / H _{nec} (m) / H _{real} (m) / P _n (CV) / P _S (CV) / P (CV) / η (%) / η _{reg} (%) / η _{inst} (%)	Horas de la campaña de riegos	5.11
	[Si hay una bomba de velocidad variable además se añaden las columnas]: n _{BVF} / Q _{BVF} (m ³ /h) / P _{BVF} (CV) / η _{BVF} (%) / n _{BVV} / Q _{BVV} (m ³ /h) / α / N _g (rpm) / P _{BVV} (CV) / η _{BVV} (%)		5.12
			5.13
			5.14
Modos de facturar la potencia y acometida eléctrica: Resumen.pum, Resumen1.pum y Resumen2.pum	[Modos facturar potencia]: potencia-s máxima-s demandada-s / potencia-s facturada-s con potencia-s máxima-s / potencia-s óptima-s a contratar / potencia-s facturada-s óptima-s	-----	5.16(a)
	[Acometida eléctrica]: potencias solicitadas en las inversiones de extensión y responsabilidad		5.16(b)

rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro; A, B, C, D, E, F = coeficientes de las curvas características de altura de energía y potencia; H_{real} = altura de energía que dan las bombas; H_{nec} = altura de energía necesaria en el sistema de distribución; η = rendimiento global; η_{reg} = rendimiento regulación; η_{inst} = rendimiento instalación; L = longitud del lado de la base de la balsa; H1 = profundidad de la excavación a realizar para la construcción de la balsa; H2 = diferencia entre la altura de agua y la profundidad de la excavación de la balsa – figura 5.9 –; DH = discriminación horaria; E = complemento de estacionalidad; V_i = volumen útil almacenado en balsa en la hora i; VR_i = volumen de recepción de la balsa en la hora i; n = número de grupos motor-bomba funcionando en paralelo; P_n = potencia necesaria; P_S = potencia suministrada; P = potencia absorbida por las bombas; n_{BVF} y n_{BVV} = número de grupos motor-bomba de velocidad fija (BVF) y de velocidad variable (BVV); Q_{BVF} y Q_{BVV} = caudales que trasiegan las BVF y la BVV; P_{BVF} y P_{BVV} = potencias absorbidas por las BVF y por la BVV; η_{BVF} y η_{BVV} = rendimientos de las BVF y de la BVV; α = relación entre la velocidad de giro – N_g – y la velocidad de giro nominal

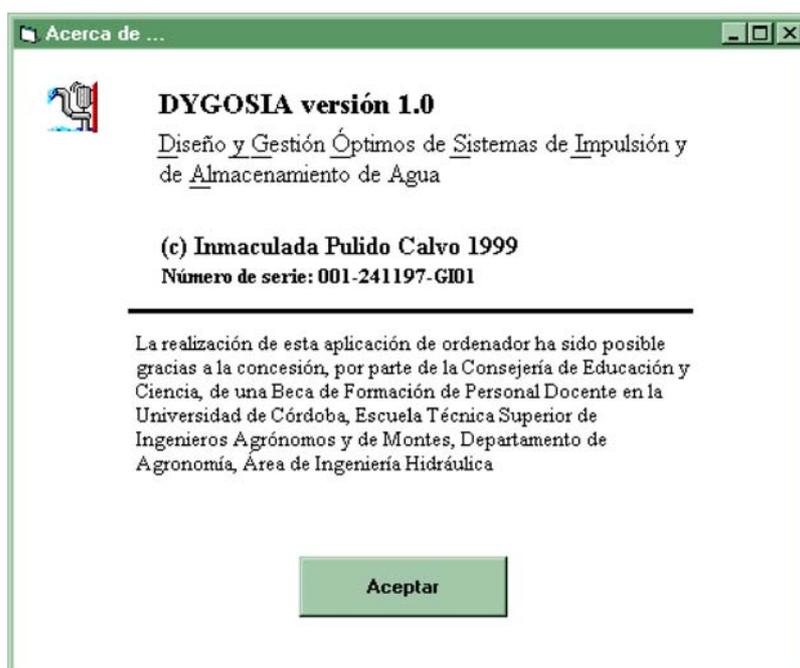


Figura 5.IV.4. Caja de diálogo con la información general del programa DYGOSIA

5.IV.2. VENTANA *POLÍTICA DE BOMBEO*

La determinación de la capacidad de almacenamiento, el diámetro de la tubería de impulsión, las combinaciones de grupos de bombeo y el contrato del suministro eléctrico, que permitan establecer una estrategia de bombeo acorde con la discriminación horaria del coste energético y que impliquen costes totales mínimos, se lleva a cabo en este menú operativo una vez que se selecciona en el menú principal la opción *Optimizar* (apartado 5.IV.1.4).

Para determinar el régimen de bombeo óptimo hasta el depósito o balsa de regulación se ha desarrollado un algoritmo en el cual se han considerado las siguientes hipótesis de partida: a) se dispone de la demanda horaria de agua durante todo el período de funcionamiento; b) las bombas preseleccionadas en la ventana principal son las que se utilizan para bombear los volúmenes de agua demandados; c) para volúmenes de almacenamiento iguales o menores a 1.000 m^3 se prueban sólo depósitos cilíndricos de chapa, para volúmenes comprendidos entre 1.000 m^3 y 1.725 m^3 junto con los depósitos de chapa también se consideran balsas de polietileno, y para volúmenes mayores a 1.725 m^3 sólo balsas de polietileno.

El fundamento del algoritmo se basa en el concepto de ‘período de vaciado’ que se define como el intervalo de tiempo en cuya hora inicial el depósito o balsa está lleno y en cuya hora final se produce un déficit. El incremento de agua a bombear en la hora de mayor bonificación energética de dicho período está condicionado por: a) el déficit producido al final del período de vaciado; b) el caudal de diseño de los grupos de bombeo; c) el volumen de recepción de agua del depósito o balsa.

Cuando no existen cotas lo suficientemente elevadas para alimentar la red de distribución o parte de ella por gravedad, se recurre a inyectar directamente con bombas escalonadas a la estación de bombeo de toma, que aspiran el agua desde el depósito o balsa de regulación. El número de grupos de bombeo en funcionamiento en cada momento dependerá del caudal demandado. Al igual que en la primera impulsión, se procede a la preselección de los grupos de bombeo que satisfacen las necesidades máximas de caudal y altura de energía.

Esta ventana tiene siete bloques diferenciados: *Depósitos-Balsas (precios)*, *Tarifas eléctricas*, *Rebombero*, *Política de bombeo a depósito o balsa de regulación*, *Estación de rebombero*, *Cálculo* y *Costes totales*. En los tres primeros se introducen datos necesarios en la optimización y en los cuatros restantes se muestran los resultados de ésta. Asimismo esta ventana cuenta con cuatro botones: *Calcular bombeo de toma*, *Calcular bombeo de puesta en carga*, *Gráfico de política de bombeo* y *Cerrar* (figura 5.IV.5).

Figura 5.IV.5. Ventana Política de bombeo de la aplicación de ordenador DYGOSIA

5.IV.2.1. Bloque *Depósitos-Balsas (precios)*

Cuando la demanda de los diez días de máximo consumo de agua de la zona regable es menor o igual a 1.000 m³ sólo se considera en el proceso de optimización los depósitos cilíndricos de chapa, cuyas características y precios se encuentran en un fichero de datos (tabla 5.IV.1). De este modo, en este bloque sólo está operativo el botón *Terreno ocupado (pta/m²)*, ya que junto con el coste del depósito se considera el coste de oportunidad que supone dejar de percibir el beneficio

derivado del uso agrícola de la superficie de terreno ocupado o el coste de arrendamiento si el terreno no es propiedad de la comunidad de regantes.

Los otros dos botones, *Impermeabilizante* (pta/m²) y *Movimiento de tierras* (pta/m³), están operativos cuando la demanda del día de máximo consumo de la red de distribución es mayor a 1.000 m³, ya que a partir de este valor es cuando en el proceso de optimización se consideran las balsas de polietileno, siendo el movimiento de tierras, el material de impermeabilización y la superficie de terreno ocupado los tres elementos que de manera sustancial influyen en el coste de la balsa.

Al pulsar cada uno de estos tres botones se despliega una ventana donde se indica el valor a considerar, y aparece en la pantalla junto con el botón correspondiente. Los valores por defecto son de 400 pta/m² para el material impermeabilizante, 40 pta/m² para la superficie de terreno ocupado y 700 pta/m³ para el movimiento de tierras. La vida útil del depósito o balsa de regulación a considerar se ha de introducir en la ventana principal en la opción de barra *Costes* (apartado 5.IV.1.3).

5.IV.2.2. Bloque *Tarifas eléctricas*

La aplicación desarrollada permite seleccionar todas las tarifas eléctricas en baja y alta tensión que se encuentren registradas en el fichero de datos correspondiente (tabla 5.IV.1), para así comparar las facturaciones de la energía eléctrica en todos los casos posibles. Sin embargo en la práctica sólo se deberá seleccionar una alternativa, ya que la tensión de suministro y el punto de conexión corre a cargo de la empresa eléctrica. Si el suministro es en alta tensión hay que indicar la tensión de servicio (kV) en el cuadro de texto correspondiente, ya que en función del nivel de tensión en el que estemos tendremos distintas tarifas eléctricas posibles (Anexo 4.I).

5.IV.2.3. Bloque *Rebombeo*

Según el Real Decreto 2949/1982 de Acometidas Eléctricas (B.O.E. 29-12-82) el punto de conexión a la red eléctrica será establecido por la empresa suministradora, por lo que si hay grupos de bombeo escalonados con la estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro, se plantea la posibilidad de tener un único punto de suministro de energía eléctrica en el sistema de distribución de agua o de tener dos puntos de suministro, uno para cada una de las estaciones de bombeo consideradas. La primera opción supone la facturación conjunta de la energía eléctrica para ambas estaciones, mientras que la segunda implica tener dos facturaciones diferentes.

Con un único punto de suministro, la tarifa eléctrica óptima para los grupos de bombeo que impulsan hasta el depósito de regulación, es la tarifa a contratar en toda la instalación, por lo que en este bloque sólo hay que marcar la opción *Un punto de suministro de energía eléctrica*, e indicar los valores máximos de altura de energía (m) y de caudal (m³/h) necesarios en el rebombeo. Con la serie de demanda horaria de agua de esta segunda impulsión (tabla 5.IV.1), se probarán todas las combinaciones de grupos de bombeo preseleccionados, eligiendo la de mínimo

coste. Si la opción es *Dos puntos de suministro de energía eléctrica*, la aplicación compara todas las combinaciones de bombeo preseleccionadas con todos los tipos de contratos posibles del suministro eléctrico, seleccionando para la segunda impulsión la solución de coste mínimo. En este caso además de indicar las necesidades máximas de caudal (m^3/h) y de altura de energía (m), hay que señalar si este segundo punto de conexión a la red eléctrica es en baja o en alta tensión, y si es en alta también se escribirá la tensión de suministro (kV) (apartado 5.IV.2.2). En este bloque por defecto aparece marcada la opción *Sin rebombeo* que implica el no tener operativos ningunas de las opciones siguientes.

5.IV.2.4. Botones *Calcular bombeo de toma*, *Calcular bombeo de puesta en carga*, *Gráfica de política de bombeo* y *Cerrar*

Al pulsar el botón *Calcular bombeo de toma* se inicia el proceso de optimización del sistema constituido por la estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro, la tubería de impulsión, el depósito de regulación y el contrato del suministro eléctrico, a partir de una demanda horaria de agua conocida. Con el botón *Calcular bombeo de puesta en carga* se inicia el proceso de optimización del sistema constituido por la estación de bombeo que impulsa directamente el agua desde el depósito a la red de distribución y el contrato del suministro eléctrico. El botón *Gráfica de política de bombeo* muestra una nueva ventana con la representación gráfica del esquema de operación óptimo del sistema de impulsión hasta el depósito o la balsa de regulación, siendo el eje de abscisas las horas de funcionamiento del sistema y el eje de ordenadas el volumen a impulsar en cada hora (m^3/h). Esta ventana tiene a su vez dos botones, uno para imprimir la gráfica y otro para cerrar la ventana. El botón *Cerrar*, como su nombre indica, cierra la ventana *Política de bombeo* para volver a la ventana principal (apartado 5.IV.1) de la aplicación en estudio.

Si no hay estación de rebombeo los botones inicialmente operativos son *Calcular bombeo de toma* y *Cerrar*, y si hay dos estaciones de bombeo en serie además está operativo el botón *Calcular bombeo de puesta en carga*. Una vez que el proceso de optimización ha terminado se pone operativo el botón *Gráfica de política de bombeo*.

5.IV.2.5. Bloque *Política de bombeo a depósito o balsa regulación*

En este bloque se muestran los resultados más relevantes del proceso de optimización del sistema de impulsión hasta el depósito o la balsa de regulación, presentándose los resultados completos de la combinación óptima de grupos de bombeo, tubería de impulsión, depósito y factura eléctrica en el archivo **Poliopti.pum**, del régimen de bombeo en el archivo **Polihora.pum**, y del modo de facturar la potencia en el archivo **Resumen.pum** o **Resumen1.pum**, dependiendo de la existencia de una estación de rebombeo y del número de puntos de suministro de la energía eléctrica (apartado 5.IV.1.5).

Las etiquetas presentadas son: tipo de bomba-diámetro rodete, marca de grupos de bombeo, revoluciones por minuto (rpm), número de grupos motor-bomba en paralelo, potencia de

cada motor (CV/bomba), diámetro (mm) y timbraje (atm) de la tubería de impulsión, tipo de tarifa eléctrica, discriminación horaria, modo de facturar la potencia, volumen total del depósito o balsa (m^3), coste grupos de bombeo (pta /año), coste tubería de impulsión (pta/año), coste depósito o balsa (pta/año), coste término de energía (pta/año) y coste total (pta/año). Este coste total no incluye el coste del término de potencia que se muestra en la ventana *Término de potencia* (apartado 5.IV.3).

Asimismo en la parte superior derecha de este bloque se representa gráficamente el tipo de reserva de almacenamiento de agua seleccionada en la optimización, indicando sus parámetros de diseño. Luego si es un depósito circular, se señala el diámetro (m) y la altura de agua (m) que ha de tener, y si es una balsa, la longitud del lado de la base (m), la profundidad de la excavación (m), la diferencia entre la altura de agua y la profundidad de la excavación (m), el resguardo (= 1 m), la pendiente exterior (= 2), la pendiente interior (= 3) y la anchura del pasillo de coronación (= 5 m).

5.IV.2.6. Bloque *Estación de rebombeo*

En este bloque se muestran los resultados más relevantes del proceso de optimización de la impulsión directa a la red de distribución, presentándose los resultados completos de la combinación óptima de grupos de bombeo y del contrato del suministro eléctrico en el archivo **Poliopfire.pum**, del régimen de bombeo en el archivo **Polihorare.pum** (en este caso los caudales a impulsar en cada hora siguen la curva de demanda horaria de agua de la red de distribución), y del modo de facturar la potencia en el archivo **Resumen.pum** o **Resumen2.pum** (apartado 5.IV.1.5).

Las etiquetas presentadas son: tipo de bomba-diámetro rodete, marca de grupos de bombeo, revoluciones por minuto (rpm), número de grupos motor-bomba en paralelo, potencia de cada motor (CV/bomba), tipo de tarifa eléctrica, discriminación horaria, modo de facturar la potencia, coste grupos de bombeo (pta /año), coste término de energía (pta/año) y coste total (pta/año). Este coste total no incluye el coste del término de potencia que se muestra en la ventana *Término de potencia* (apartado 5.IV.3).

5.IV.2.7. Bloque *Costes totales*

Muestra los resultados de los costes anuales optimizados de la estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro, de la estación de rebombeo en serie con la anterior y de los costes totales de ambas estaciones de bombeo, sin considerar el coste de facturación de la potencia contratada que se presenta en la ventana *Término de potencia* (apartado 5.IV.3).

5.IV.2.8. Bloque *Cálculo*

El control del tiempo de ejecución de la optimización se lleva a cabo en este bloque, en el que se

indica en tiempo real la combinación de grupos de bombeo, el tipo y volumen de la reserva para el almacenamiento de agua, el tipo de contrato del suministro eléctrico y las horas de la campaña de riego que se están utilizando en el proceso. Además se indica el tiempo de ejecución transcurrido en horas, minutos y segundos, en porcentaje en la etiqueta *proceso*, y gráficamente con una barra de estado.

5.IV.3. VENTANA *TÉRMINO DE POTENCIA*

Como ya se indicó en el apartado 5.IV.1.5, al hacer ‘click’ en *Término de potencia* de la opción de barra *Resultados* del menú principal, aparece una ventana donde se pueden abrir los ficheros de resultados correspondientes así como una nueva ventana que contiene las potencias óptimas a contratar en cada modo posible de facturar la potencia, modos que dependen del tipo de contrato del suministro eléctrico seleccionado como óptimo. Luego esta ventana tiene seis bloques diferenciados que son: *Modo 1 (sin maxímetro)*, *Modo 2 (un maxímetro)*, *Modo 3 (tres maxímetros)*, *Modo 4 (cuatro maxímetros)*, *Modo 5A (estacional)* y *Modo 5B (estacional)*, y seis botones: *Calcular bombeo de toma*, *Calcular bombeo de carga*, *Calcular bombeos de toma y carga*, *Acometida*, *Imprimir* y *Fin* (figura 5.IV.6).

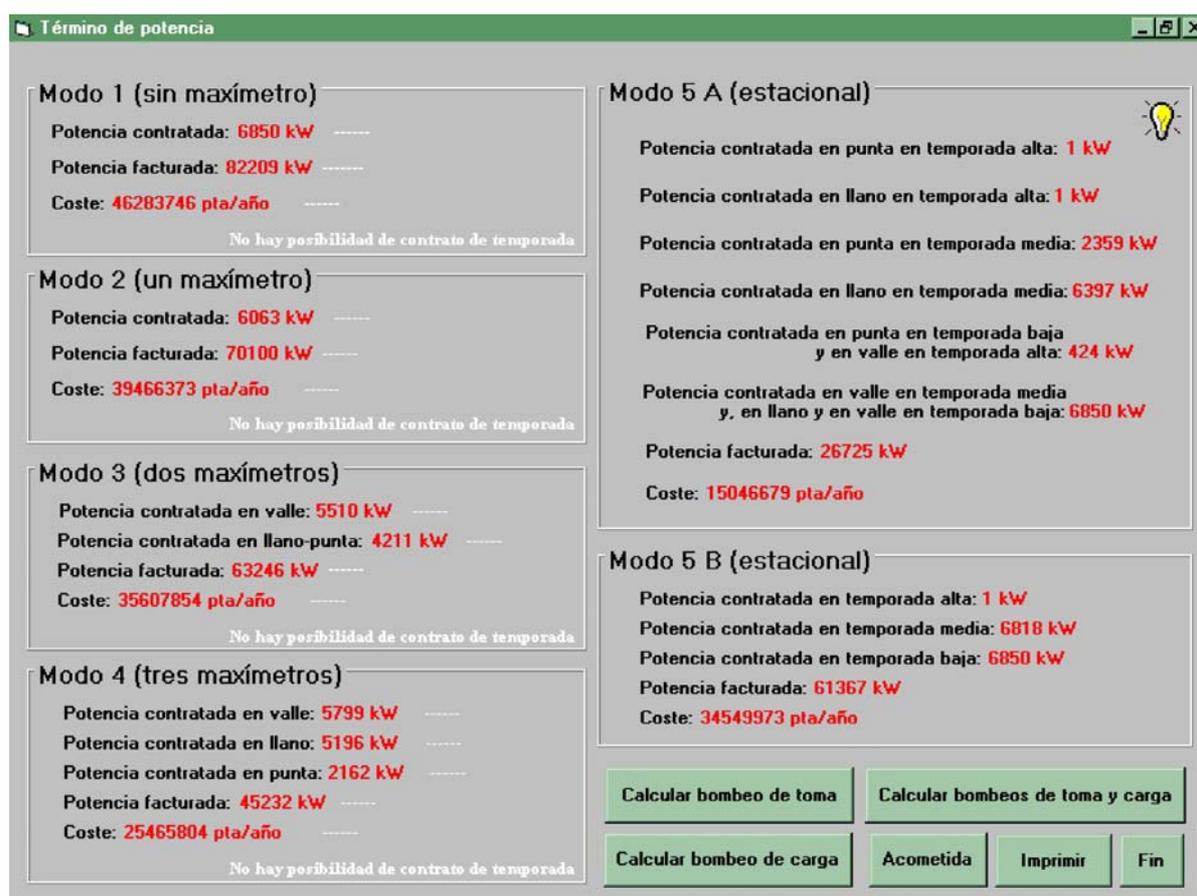


Figura 5.IV.6. Ventana *Término de potencia* de la aplicación de ordenador DYGOSIA

Con el régimen de bombeo óptimo hasta el depósito de regulación se tiene la distribución óptima de los volúmenes impulsados en cada hora de la temporada de riegos, lo que permite

determinar la potencia máxima demandada en cada período de discriminación horaria considerado. Con estos valores se prueban las posibles potencias contratadas, desde 1 kW hasta los valores máximos nominales de potencias demandadas, para encontrar aquellos que den la potencia a facturar mínima. Si no hay estación de rebombeo, esto se calcula pulsando el botón *Calcular bombeo de toma* que es el que está operativo junto con los botones *Acometida*, *Imprimir* y *Fin*. Al pulsar el botón *Acometida* se abre otra ventana donde se señala las potencias a considerar en las instalaciones de extensión y responsabilidad de la acometida eléctrica. El botón *Imprimir* permite sacar en papel los resultados de la ventana *Término de potencia* y con el botón *Fin* se cierra, volviendo a la ventana principal de la aplicación (apartado 5.IV.1).

Si hay estación de rebombeo con potencias absorbidas dependientes de la demanda de agua de la red de distribución, y además un solo punto de suministro de la energía eléctrica, se determina/n la/s potencia/s a contratar considerando las potencias simultáneas demandadas por las estaciones de toma y de puesta en carga, estando operativo, por tanto, el botón *Calcular bombeos de toma y carga* junto con *Acometida*, *Imprimir* y *Fin*. Si son dos los puntos de conexión de la energía eléctrica, uno para cada estación de bombeo, se obtiene/n la/s potencia/s a contratar en cada punto de conexión de la red eléctrica, considerando separadamente las potencias demandadas en cada estación de bombeo. En este caso los botones operativos son: *Calcular bombeo de toma*, *Calcular bombeo de carga*, *Acometida*, *Imprimir* y *Fin*.

De este modo, los resultados de las potencias óptimas a contratar y de la potencia óptima a facturar en cada modo posible, función del contrato del suministro eléctrico seleccionado como óptimo, se muestran en los bloques del entorno de la ventana *Término de potencia*. Si hay posibilidad de un contrato de temporada, también se indica en la pantalla (color blanco) junto con los resultados del contrato anual (color rojo) (figura 5.IV.7). El modo que resulte más económico se indica con una bombilla en la parte superior derecha del bloque correspondiente.

5.IV.4. REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE HARDWARE E INSTALACIÓN

Para el funcionamiento adecuado del programa se requiere un ordenador con un procesador 486 o superior, con un mínimo de 16 Megabytes de memoria RAM. El sistema operativo Windows 3.X o superior, y un mínimo de 10 Megabytes de espacio libre en el disco duro.

El programa está codificado en lenguaje VISUAL BASIC versión 3.0. El procedimiento de instalación es el típico de los programas diseñados para este sistema operativo y se hace a partir de 4 discos de instalación. La desinstalación debe hacerse desde el icono del panel de control.

Término de potencia

Modo 1 (sin maxímetro)

Potencia contratada: **6850 kW** 6850 kW
Potencia facturada: **82209 kW** 47955 kW
Coste: **22854141 pta/año** 19997373 pta/año

Contrato de temporada de 7 meses

Modo 2 (un maxímetro)

Potencia contratada: **6063 kW** 6524 kW
Potencia facturada: **70100 kW** 42914 kW
Coste: **19487836 pta/año** 17895397 pta/año

Contrato de temporada de 7 meses

Modo 3 (dos maxímetros)

Potencia contratada en valle: **5510 kW** 6718 kW
Potencia contratada en llano-punta: **4211 kW** 5634 kW
Potencia facturada: **63246 kW** 40346 kW
Coste: **17582564 pta/año** 16824524 pta/año

Contrato de temporada de 7 meses

Modo 4 (tres maxímetros)

Potencia contratada en valle: **5799 kW** 6039 kW
Potencia contratada en llano: **5196 kW** 5939 kW
Potencia contratada en punta: **2162 kW** 2370 kW
Potencia facturada: **45232 kW** 28334 kW
Coste: **12574589 pta/año** 11815278 pta/año

Contrato de temporada de 7 meses

Modo 5 A (estacional)

Potencia contratada en punta en temporada alta: -----
Potencia contratada en llano en temporada alta: -----
Potencia contratada en punta en temporada media: -----
Potencia contratada en llano en temporada media: -----
Potencia contratada en punta en temporada baja y en valle en temporada alta: -----
Potencia contratada en valle en temporada media y en llano y en valle en temporada baja: -----
Potencia facturada: -----
Coste: -----

Modo 5 B (estacional)

Potencia contratada en temporada alta: -----
Potencia contratada en temporada media: -----
Potencia contratada en temporada baja: -----
Potencia facturada: -----
Coste: -----

Calcular bombeo de toma

Calcular bombeo de carga

Calcular bombeos de toma y carga

Acometida

Imprimir

Fin

Figura 5.IV.7. Ventana *Término de potencia* con los resultados del contrato del suministro eléctrico 1.3 discriminación horaria tipo 3 con posibilidad de un contrato de temporada de 7 meses

ANEXO 5.V. GLOSARIO

A, B, C, D, E, F, G, H, I:	Coefficientes que caracterizan la variación cuadrática de las variables altura de energía, potencia absorbida y rendimiento global con el caudal que trasiega por las bombas
APH:	Aporte potencial horario de la combinación de grupos de bombeo
a_t :	Factor de amortización
BVF:	Bomba de velocidad fija
BVV:	Bomba de velocidad variable
C_E :	Coste de energía
$C_{Ej}(t)$:	Coste energético durante el intervalo de tiempo t en la estación de bombeo j
CF:	Coefficiente de diferencia para compensar las pérdidas en los movimientos de tierra de la balsa
C_{Fep} :	Coste por excesos de la potencia demandada sobre la potencia contratada
C_I :	Coste de inversión
CT:	Contrato de temporada
C_T :	Coste total
D:	Diámetro
Dem:	Demanda de agua
DH0:	Discriminación horaria tipo 0
DH1:	Discriminación horaria tipo 1
DH2:	Discriminación horaria tipo 2
DH3:	Discriminación horaria tipo 3
DH4:	Discriminación horaria tipo 4
DH5:	Discriminación horaria tipo 5
d_i :	Demanda de agua en cada nudo i de la red de distribución
$D_{comercial}$:	Diámetro comercial de la tubería de impulsión
$D_{economico}$:	Diámetro económico de la tubería de impulsión
D_{rodete} :	Diámetro del rodete de la bomba
E:	Complemento de estacionalidad
E_i :	Volumen de agua impulsado al depósito o balsa de regulación en cada hora i
f :	Factor de rozamiento
F:	Resguardo o diferencia entre la altura de la balsa y la del agua
F_{ep} :	Potencia a facturar por excesos de la potencia demandada sobre la potencia contratada
g :	Aceleración de la gravedad

$g_j(t)$:	Restricciones del sistema de distribución para cada intervalo t y estación elevadora j
$h(t)$:	Restricciones del sistema de distribución, función de las características de los componentes de la red, de su topología y de sus propias limitaciones
H1:	Profundidad de la excavación a realizar para la construcción de la balsa
H2:	Diferencia entre la altura de agua y la profundidad de la excavación de la balsa
$H_j(t)$:	Altura de energía que suministra al agua la estación de bombeo j en el intervalo de tiempo t
H_{nec} :	Altura de energía necesaria en el sistema de impulsión
H_{real} :	Altura de energía real que proporcionan las bombas
L:	Longitud
n :	Número de grupos motor-bomba funcionando
N:	Número anual de horas de funcionamiento de los grupos de bombeo
N1:	Pendiente exterior de la balsa
N2:	Pendiente interior de la balsa
nb :	Número de estaciones de bombeo en el sistema de distribución
n_{BVF} :	Número de bombas de velocidad fija funcionando
n_{BVV} :	Número bombas de velocidad variable funcionando
NE:	Número de etapas o intervalos considerados en el período de optimización
N_g :	Velocidad de giro de una bomba
N_o :	Velocidad de giro nominal de una bomba
P:	Potencia absorbida por las bombas
P_α :	Nivel de significación
P_{BVF} :	Potencia absorbida por las bombas de velocidad fija
P_{BVV} :	Potencia absorbida por las bombas de velocidad variable
P_C :	Potencia a contratar
P_{Calta} :	Potencia a contratar en temporada eléctrica alta
P_{Cbaja} :	Potencia a contratar en temporada eléctrica baja
P_{CII} :	Potencia a contratar en período llano
$P_{CII-alta}$:	Potencia a contratar en período llano en temporada alta
$P_{CII-media}$:	Potencia a contratar en período llano en temporada media
P_{Cmedia} :	Potencia a contratar en temporada eléctrica media
P_{Cp} :	Potencia a contratar en período punta
$P_{Cp-alta}$:	Potencia a contratar en período punta en temporada alta
$P_{Cp-baja,v-alta}$:	Potencia a contratar en horas punta de temporada baja y en horas valle de temporada alta

P_{Cp-II} :	Potencia a contratar en período punta-llano
$P_{Cp-media}$:	Potencia a contratar en período punta en temporada media
P_{Cv} :	Potencia a contratar en período valle
$P_{Cv-media,II-v-baja}$:	Potencia a contratar en horas valle de temporada media, y en horas llano y valle de temporada baja
P_F :	Potencia a facturar
P_m :	Potencia del motor
P_M :	Potencia máxima demandada
P_{Malta} :	Potencia máxima demandada en temporada eléctrica alta
P_{Mbaja} :	Potencia máxima demandada en temporada eléctrica baja
$P_{MII-alta}$:	Potencia máxima demandada en período llano en temporada alta
$P_{MII-media}$:	Potencia máxima demandada en período llano en temporada media
P_{Mmedia} :	Potencia máxima demandada en temporada eléctrica media
P_{Mp} :	Potencia máxima demandada en período punta
$P_{Mp-alta}$:	Potencia máxima demandada en período punta en temporada alta
$P_{Mp-baja,v-alta}$:	Potencia máxima demandada en horas punta de temporada baja y en horas valle de temporada alta
P_{Mp-II} :	Potencia máxima demandada en período punta-llano
$P_{Mp-media}$:	Potencia máxima demandada en período punta en temporada media
P_{Mv} :	Potencia máxima demandada en período valle
$P_{Mv-media,II-v-baja}$:	Potencia máxima demandada en horas valle de temporada media, y en horas llano y valle de temporada baja
P_n :	Potencia necesaria en el sistema de impulsión
P_S :	Potencia suministrada por las bombas
Q_{BVF} :	Caudal que trasiega por las bombas de velocidad fija
Q_{BVV} :	Caudal que trasiega por la bomba de velocidad variable
$Q_j(t)$:	Caudal impulsado por la estación de bombeo j durante el intervalo de tiempo t
r :	Tasa de interés de la amortización
rpm :	Revoluciones por minuto
SI :	Superficie a impermeabilizar en la balsa
ST :	Superficie de terreno ocupado por la balsa
t :	Tiempo o intervalo de tiempo
T :	Período de vida del proyecto en años
Ta :	Anchura del pasillo de coronación de la balsa
Te :	Precio del kWh consumido o término de energía
Tp :	Precio del kW contratado o término de potencia

$u, v:$	Períodos de vaciado
$V_i:$	Volumen útil almacenado en la balsa o depósito de regulación en la hora i
$VL:$	Volumen de los terraplenes en la balsa
$V_{\max}:$	Volumen útil máximo almacenado en el depósito o balsa de regulación
$V_{\min}:$	Volumen útil mínimo almacenado en el depósito o balsa de regulación
$VR_i:$	Volumen útil de recepción en la balsa o depósito de regulación en la hora i
$VT:$	Volumen total de la balsa de regulación
$VX:$	Volumen excavado para la construcción de la balsa
$\alpha:$	Relación entre la velocidad de giro y la velocidad de giro nominal de una bomba
$\chi^2:$	Estadístico
$\gamma:$	Peso específico del agua
$\eta:$	Rendimiento global de los grupos de bombeo
$\eta_{BVF}:$	Rendimiento global de las bombas de velocidad fija
$\eta_{BVV}:$	Rendimiento global de las bombas de velocidad variable
$\eta_{\text{inst}}:$	Rendimiento del conjunto de la instalación de bombeo
$\eta_j(t):$	Rendimiento global de los grupos de bombeo j en el intervalo de tiempo t
$\eta_m:$	Rendimiento del motor
$\eta_{mj}(t):$	Rendimiento de los motores de la estación de bombeo j en el intervalo de tiempo t
$\eta_{\text{reg}}:$	Rendimiento de regulación de los grupos de bombeo
$\Delta z:$	Desnivel geométrico

CAPÍTULO 6

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DIARIA PARA EL CONTROL EN TIEMPO REAL DE SISTEMAS DE IMPULSIÓN Y DE ALMACENAMIENTO DE AGUA PARA RIEGO

6.1. Introducción

- 6.1.1. Desarrollo histórico de las Redes Neuronales Computacionales
- 6.1.2. Aplicaciones de las Redes Neuronales Computacionales
 - 6.1.2.1. Hidrología e Hidráulica
 - 6.1.2.2. Otras aplicaciones
 - 6.1.2.3. Comparación con otras metodologías

6.2. Material y métodos

- 6.2.1. Predicción de la demanda diaria de agua mediante la aplicación de Redes Neuronales Computacionales
 - 6.2.1.1. Función de transferencia
 - 6.2.1.2. Entrenamiento de la red neuronal
 - 6.2.1.3. Evaluación de los modelos
 - 6.2.1.4. Arquitectura de las Redes Neuronales Computacionales
 - 6.2.1.5. Patrones de entrenamiento y de generalización
- 6.2.2. Comparación con métodos tradicionales de predicción: análisis multivariante (regresión múltiple) y análisis univariante (descomposición y ARIMA)
 - 6.2.2.1. Análisis de regresión múltiple
 - 6.2.2.2. Métodos de descomposición y modelos ARIMA

6.3. Resultados

- 6.3.1. Análisis de regresión múltiple
- 6.3.2. Redes Neuronales Computacionales
- 6.3.3. Métodos de descomposición y ARIMA

6.4. Discusión

6.5. Bibliografía

- Anexo 6.I. Manual del usuario del simulador de Redes Neuronales Computacionales
- Anexo 6.II. Glosario

CAPÍTULO 6. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DIARIA PARA EL CONTROL EN TIEMPO REAL DE SISTEMAS DE IMPULSIÓN Y DE ALMACENAMIENTO DE AGUA PARA RIEGO

6.1. INTRODUCCIÓN

En capítulos anteriores se ha pretendido planificar el esquema de operación de sistemas de impulsión y de almacenamiento de agua en un futuro próximo, teniendo en cuenta las implicaciones en el diseño de los elementos de regulación. Una vez calculada esta estrategia en diferido, al aplicarla sobre el proceso real se pueden observar discrepancias debidas a desviaciones en la evolución de los usos de agua o a imprevistos como roturas o consumos no esperados en la red. Por ello, se hace preciso una etapa de control en tiempo real.

En las actividades de control de procesos, como ha quedado patente en el capítulo 5, se dispone de un conjunto de variables que influyen sobre el comportamiento de un sistema y de una o varias variables que representan dicho comportamiento. La resolución de este tipo de problemas suele ser compleja debido a que, en la mayoría de los casos no existen modelos teóricos que permitan establecer una ecuación que relacione entre sí las variables. Normalmente, los problemas de control se abordan mediante la predicción de las variables que se desean controlar (Norreys y Cluckie, 1996; Ali y col., 1997; Andersen y col., 1997; Testezlaf y col., 1997; Xin y col., 1997; Fletcher y Ponnambalam, 1998).

Como se ha visto en el capítulo 3, la demanda de agua es la magnitud de referencia en el diseño y gestión de los sistemas de distribución. Así, para proponer la selección de inversiones, la planificación de ampliaciones y la toma de decisiones óptimas en la red, es necesario disponer de modelos que permitan predecir el comportamiento de la demanda a medio (de 1 a 12 meses) y largo plazo (de 1 a 15 años) (capítulo 3), mientras que para el control en tiempo real se necesita un modelo a corto plazo (24 horas o algunos días) (Jowitt y col., 1987; Martínez-Alzamora y Vela, 1996; León y col., 2000). En este caso, se propone la estimación de la demanda diaria de agua, y consecuentemente se aplicarán el/los perfil/es de demanda horaria idóneos para tener datos horarios con los que se procederá a determinar el esquema de operación óptimo de los sistemas de impulsión y de almacenamiento de agua para las próximas 24 horas (capítulo 5).

Para resolver la modelación de la demanda a corto plazo en redes urbanas, fundamentalmente se han desarrollado dos técnicas. La primera consiste en establecer modelos matemáticos basados en la correlación entre los datos de demanda y factores demográficos y ambientales (Saporta y Muñoz, 1994; Rüfenatch y Guibentif, 1997), mientras que la segunda

modela la relación entre datos presentes y pasados de la demanda (análisis estocástico de series temporales) (Jowitt y Xu, 1992; Shvartser y col., 1993; Saporta y Muñoz, 1994; Nel y Haarhoff, 1996; Molino y col., 1996). Entre las herramientas generalmente utilizadas para tales fines destacan las regresiones lineales entre la variable dependiente (demanda) y una serie de variables independientes, y la metodología de Box-Jenkins de análisis de series temporales (Martínez-Alzamora y Vela, 1996).

En este trabajo, junto con métodos tradicionales de predicción como los análisis univariantes (métodos de descomposición y modelos ARIMA) y los análisis multivariantes (regresión múltiple) de series temporales, se propone el uso de Redes Neuronales Computacionales (RNCs) ya que han demostrado conseguir muy buenos resultados en el campo de las técnicas de control inteligente.

Las RNCs están siendo ampliamente utilizadas en el ajuste de funciones y en el modelado de sistemas altamente no lineales, ya que realizan una transformación no lineal entre los datos de entrada y salida, lo que supone importantes ventajas frente a las metodologías estadísticas convencionales tales como la regresión lineal múltiple o la regresión en componentes principales en las que la relación entre los datos ha de ser lineal. Asimismo, no precisan de una ecuación para la relación empírica entre los datos como así ocurre en otras técnicas estadísticas paramétricas tales como la regresión no lineal o el filtro de Kalman. Por otro lado, se caracterizan por identificar la información relevante sobre una ingente cantidad de datos, discriminando la que es inconsistente, ambigua o incompleta. En siguientes apartados de esta introducción, se describe el desarrollo histórico de las RNCs así como algunas de sus diversas aplicaciones.

6.1.1. Desarrollo histórico de las Redes Neuronales Computacionales

A comienzos de la década de 1940, a medida que surgían las máquinas de calcular, unos pocos pensadores pioneros comenzaron a darse cuenta de que los ordenadores personales podían ser más que ‘masticadores’ de números. En ese momento, surgieron y lucharon por su reconocimiento dos visiones opuestas de lo que podían ser los ordenadores. Una facción las veía como sistemas para manipular símbolos por medio de reglas formales (rama simbólica), y la otra como un medio para modelar el cerebro (rama conexionista), buscando ambas la conducta inteligente. La primera usa los ordenadores para tener una representación formal del mundo; la segunda, para simular las interacciones de las neuronas. Estas dos tendencias, constituyen en 1956 el campo de la ciencia que se conoce como Inteligencia Artificial (Dreyfus y Dreyfus, 1999). Seguidamente, se describe el desarrollo histórico de la rama conexionista, que es de la que se hace uso en este trabajo.

McCulloch y Pitts (1943) propusieron un modelo constituido por neuronas artificiales, en el que cada una de ellas se caracterizaba por estar ‘encendida’ o ‘apagada’; el ‘encendido’ se daba

como respuesta a la estimulación producida por una cantidad suficiente de neuronas vecinas. Así, mostraron que cualquier función calculable podría determinarse mediante cierta red de neuronas interconectadas y que todos los conectores lógicos se podían lograr utilizando sencillas estructuras de red. Hebb (1949) demostró una sencilla regla de actualización para modificar las intensidades de las conexiones (pesos) entre neuronas, de manera que ocurriera el aprendizaje.

Minsky y Edmonds construyeron la primera computadora de red neuronal en 1951 denominada SNARC, que utilizaba un mecanismo de piloto automático obtenido de un avión bombardero B-24 para simular una red de 40 neuronas. Algunos de los investigadores del momento veían con escepticismo el que este tipo de trabajo pudiera considerarse como matemáticas (Russell y Norvig, 1996). En su disertación doctoral Minsky (1954) continuó con el estudio de las redes neuronales. Rosenblatt (1957) inventó el actual estilo ‘perceptrón’ de las redes neuronales, constituido por unidades límite capacitables y, posteriormente, mostró la primera demostración del teorema de la convergencia del perceptrón (Rosenblatt, 1960). Caianello (1961) diseñó una teoría estadística del aprendizaje basándose en la mecánica estadística clásica.

La mayor parte del trabajo en el área anterior a 1970 fue enfocado a las máquinas tipo perceptrón de un nivel, aunque hubo algunas excepciones. Widrow y Hoff (1960) y Widrow (1962) desarrollaron dispositivos similares conocidos como ‘sistemas autoorganizados’ de un nivel (‘adelines’) o de varios niveles (‘madalines’). Los libros *Principles of Neurodynamics* (Rosenblatt, 1962) y *Learning Machines* (Nilsson, 1965) resumen gran parte del trabajo realizado en esta época.

La publicación del libro *Perceptrons* (Minsky y Papert, 1969) señaló el fin de una era. Los autores criticaban severamente la experimentación sin directrices y la ausencia del rigor matemático que caracterizó buena parte de los primeros trabajos sobre perceptrones. Demostraron que si bien era posible lograr que un perceptrón aprendiera cualquier cosa que éste pudiera representar, su capacidad de representación era muy limitada. Un caso específico era la imposibilidad de capacitar a un perceptrón de dos entradas a discernir si éstas eran diferentes. Si bien los resultados que obtuvieron no eran aplicables a redes más complejas, de sustrato múltiple, los fondos para la investigación de redes neuronales se redujeron a prácticamente nada.

Puede considerarse que los artículos que aparecen en Hinton y Anderson (1981), señalaron el renacimiento del conexionismo. Algunos físicos compararon los grupos formados por neuronas con los conglomerados formados por átomos que constituyen los sólidos. Entre ellos destaca Hopfield (1982) que utilizó técnicas de mecánica estadística para analizar las propiedades de almacenamiento y optimización de las redes neuronales. La máquina de Boltzmann (Hinton y Sejnowski, 1983) y el análisis de las redes neuronales utilizando la teoría física de los lentes de spin magnético (Amit y col., 1985) estrecharon los vínculos entre la mecánica estadística y la teoría de las redes neuronales: les aportó no sólo soluciones

matemáticas, sino también respetabilidad. El impulso más fuerte se produjo a mediados de la década de los 80, cuando algunos investigadores popularizan el algoritmo de aprendizaje de propagación posterior o retropropagación, mencionado por primera vez por Bryson y Ho (1969). Este algoritmo se aplicó a diversos problemas relacionados con el aprendizaje en computación y en psicología. La gran difusión que conocieron los resultados obtenidos, publicados por Rumelhart y McClelland (1986), suscitaron gran interés.

La capacidad de expresión de las redes de varios niveles fue objeto de investigación de Cybenko (1989), quien demostró que bastaban dos niveles ocultos o intermedios para representar cualquier función y que uno solo era suficiente para representar cualquier función continua. Asimismo, la complejidad del aprendizaje de las redes neuronales ha sido objeto del estudio de muchos investigadores. Algunos de los primeros resultados fueron obtenidos por Judd (1990) y Blum y Rivest (1992) que demostraron que en el espacio de pesos puede haber una cantidad exponencial de mínimos locales, y que por el contrario, un algoritmo de remontamiento de máximos con reinicio aleatorio será capaz de encontrar un óptimo global en un tiempo polinomial.

Todos estos estudios han convencido a un gran número de investigadores, provocando un creciente interés por estas técnicas, y ya no sólo en el campo de la Inteligencia Artificial, sino de otras áreas de conocimiento en las que se hace uso de todos los recursos que esta herramienta puede proporcionar, como así se muestra en el apartado siguiente.

6.1.2. Aplicaciones de las Redes Neuronales Computacionales

Desde principios de la década de los 90, los modelos de RNCs se han aplicado en muchos campos de las ciencias y de la ingeniería, obteniéndose resultados bastante satisfactorios. En este apartado se presentan algunos ejemplos tomados de las muchas e importantes aplicaciones de las redes neuronales, mostrando especial interés en aquellas áreas relacionadas con la Hidráulica y la Hidrología.

6.1.2.1. *Hidrología e Hidráulica*

La lluvia, fundamental en la mayoría de los procesos hidrológicos así como en la gestión de los sistemas hidráulicos, es difícil de predecir debido a su gran variabilidad espacial y temporal. Las RNCs se han utilizado con este fin, dando excelentes resultados en el pronóstico a corto plazo, lo cual las hace muy atractivas para la estimación en tiempo real (French y col., 1992; Navone y Ceccatto, 1994; Zhang y col., 1997; Palazón, 1998; Hsu y col., 1997 y 1999). Asimismo, Shin y Salas (2000) se apoyan en esta técnica para el análisis regional de sequías basándose en datos anuales de precipitación.

La determinación de la relación entre la lluvia y la escorrentía de una cuenca es uno de los problemas más importantes estudiado por los hidrólogos. El potencial de las RNCs ha sido ampliamente analizado en el modelado de esta relación altamente no lineal y compleja, destacando los trabajos de Hsu y col. (1995), Lorrai y Sechi (1995), Smith y Eli (1995), Carriere y col. (1996), Hjelmfelt y Wang (1996), Mason y col. (1996) y Fernando y Jayawardena (1998). Además de la precipitación, la escorrentía depende de otros factores como la humedad inicial del suelo, el uso de la tierra, la geomorfología de la cuenca, la evaporación, la infiltración, la distribución y duración de la lluvia, entre otros. Algunas de estas variables se consideran como datos de entrada en la red neuronal por autores como Dawson y Wilby (1998), Tokar y Johnson (1999) y Tokar y Markus (2000).

La estimación del régimen de caudales de un curso de agua está fuertemente relacionado con la escorrentía debida a la lluvia, y asimismo, ha sido objeto de algunos trabajos que utilizan las RNCs como herramienta de predicción a partir de los registros históricos de los caudales (Karunanithi y col., 1994; Poff y col., 1996; Muttiah y col., 1997; Tawfik y col., 1997; Thirumalaiah y Deo, 1998 y 2000) y que son interesantes para el control y la gestión de cuencas propensas a las inundaciones.

En la modelación numérica del flujo del agua en suelos subsaturados el problema más relevante es la considerable variabilidad espacial y temporal, lo que supone la falta de información exhaustiva de los parámetros que rigen las ecuaciones de transporte. Un procedimiento para disponer de estos valores consiste en suponer un modelo para estos parámetros a partir de la curva de retención de agua, que representa potencial (Ψ) *versus* contenido de humedad del suelo (θ). En general, estos modelos parten de una expresión que relaciona Ψ con θ , que es enunciada empíricamente aceptando la suposición de que, previo ajuste de un cierto número de parámetros, la expresión describe las curvas experimentales. La capacidad de las RNCs para el ajuste de datos de gran dispersión numérica, junto con la ventaja que supone no precisar el enunciado de una expresión para la relación $\Psi = f(\theta)$, ha supuesto por parte de diversos autores (Ranjithan y col., 1993; Goh, 1995; Álvarez y Bolado, 1996; Tamari y col., 1996) el estudio de la representación de procesos de infiltración en condiciones subsaturadas.

En las aplicaciones de las RNCs en el estudio de las aguas subterráneas destacan dos líneas de investigación. Una de ellas se centra en la recuperación de estas aguas con trabajos como los de Ranjithan y col. (1993), Rogers y Dowla (1994), Rogers y col. (1995) y Johnson y Rogers (2000). La otra línea es la caracterización de acuíferos mediante la estimación de sus parámetros, sobresaliendo los estudios de Aziz y Wong (1992) y Rizzo y Dougherty (1994).

En los últimos años, las RNCs también se han utilizado en el modelado de la calidad del agua, ya que la estimación de las variables de las que depende (régimen de caudales, carga de contaminantes, medio de transporte, niveles de agua, condiciones iniciales, ...) es normalmente un problema complejo y no lineal. Así, Maier y Dandy (1996) muestran la utilidad de las redes

neuronales en la estimación de la salinidad de ríos. Rogers y Dowla (1994) concluyen que las RNCs resultan herramientas robustas y flexibles para optimizar las estrategias de recuperación de aguas subterráneas. Morshed y Kaluarachchi (1998) y Ray y Klindworth (2000) las usan para estimar la conductividad hidráulica saturada y para evaluar la contaminación de pesticidas y nitratos en pozos rurales, respectivamente.

Otros trabajos dignos de mención son los de Raman y Sunilkumar (1995), Raman y Chandramouli (1996) y Dibike y col. (1999) que analizan la gestión de embalses de agua con RNCs. Saad y col. (1994) las aplican en la operación y control conjuntos de embalses y centrales hidroeléctricas, Norreys y Cluckie (1997) y Sánchez y col. (1998) en el diseño y operación de sistemas de alcantarillado urbano y, Foody (1998) e Islam y Kothari (2000) en el filtrado de información (precipitación, humedad del suelo, usos del suelo, vegetación, etc.) procedente de sensores remotos.

En la hidráulica del riego, el uso de las RNCs ha resultado satisfactorio en modelos de drenaje (Kao, 1996; Shukla y col., 1996; Yang y col., 1996 y 1997a), en el manejo óptimo del riego del cacahuete (McClendon y col., 1996), en la simulación de la evaporación (Arca y col., 1998), y en la estimación de los parámetros de calidad (rendimiento de aplicación potencial, uniformidad de distribución, coeficiente de percolación profunda y coeficiente de escorrentía) en el diseño y manejo del riego por surcos (Anguita, 1999; Camacho y col., 2000).

Más centrado en este trabajo, Zhang y col. (1994) desarrollaron una metodología para predecir las demandas diarias de agua en núcleos urbanos. De todos los factores exógenos que influyen en esta demanda, los autores eligen como entrada a la RNC las siguientes variables del día anterior: demanda de agua, temperatura máxima diaria, tipo de climatología (nuboso, lluvioso o soleado), precipitación y tipo de día (fines de semana o días entre semana), obteniendo resultados bastante satisfactorios.

6.1.2.2. *Otras aplicaciones*

En el área de producción vegetal las redes neuronales se están utilizando en temáticas muy diversas, como en el control de las condiciones ambientales de invernaderos (Seginer y col., 1996; Sigrimis y col., 2000), en la simulación de la temperatura de suelos cultivados (Yang y col., 1997b), en la estimación de los niveles de contaminación de suelos agrarios (Parmar y col., 1997; Yang y col., 1997c), en la identificación de cultivares de olivo (Fiorino y Mancuso, 1998), y en la evaluación cuantitativa de la forma de la fruta (Morimoto y col., 2000), entre otras. También en producción animal hay ejemplos de uso de esta herramienta, como en la clasificación cualitativa de jamones de cerdo ibérico (Hervás y col., 1994), en la determinación del estado de confort de cerdos en naves de producción (Shao y col., 1997) y en la estimación del rendimiento de leche de ganado vacuno (Lacroix y col., 1997).

Son numerosas las aplicaciones de RNCs en Ingeniería Civil (Kartam y col., 1997), como

en la detección de daños causados por la vibración en estructuras (Wu y col., 1992; Elkordy y col., 1993), en la estimación y control de la productividad de la construcción (Chao y Skibniewski, 1994; Murtaza y Fisher, 1994), en la ingeniería del transporte (Nakatsuji y Kaku, 1989; Dougherty y col., 1993) y en el modelado del comportamiento del suelo (Ghaboussi y col., 1991; Ellis y col., 1995).

En los últimos años la aparición de publicaciones utilizando las RNCs en Química ha crecido enormemente como consecuencia de su capacidad de resolver problemas tales como el reconocimiento de patrones o la ordenación de datos (Zupan y Gasteiger, 1991; Burns y Whitesides, 1993; Ventura, 1996). El conjunto de aplicaciones abarca campos muy diversos, en los que se han utilizado las RNCs con varios fines tales como procesos de calibración, los cuales se han comparado con otras técnicas quimiométricas (Blank y Brown, 1993), métodos de modelación en la estimación de parámetros (Wessel y Jurs, 1994; Ventura y col., 1995 y 1997a), reconocimiento o clasificación de patrones en análisis espectral (Hartnett y col., 1993) y resolución de cinéticas altamente no lineales (Ventura y col., 1997b; Hervás y col., 1998).

En el ámbito de la medicina, las RNCs han establecido criterios de diagnosis sobre los síntomas de una enfermedad a partir de los registros médicos de pacientes que lo padecen. Destacan los trabajos de diagnóstico del dolor abdominal y apendicitis agudos (Pesonen y col., 1996, 1998a y 1998b), de enfermedades psiquiátricas como la neurosis y la esquizofrenia (Zou y col., 1996) y del vértigo (Kentala y col., 1997).

Este tipo de computación ha solucionado también algunos de los grandes problemas del sector financiero, como la concesión de préstamos hipotecarios, la certificación de firmas de los cheques, la detección de fraudes en la utilización de las tarjetas de crédito, la evaluación del comportamiento de las acciones en el mercado de valores y las predicciones en la evolución de los mercados financieros y monetarios (Martín y Sanz, 1997). En el sector de telecomunicaciones se utilizan en el reconocimiento óptico de caracteres, como filtros para la ecualización de líneas telefónicas, cancelación de ecos, control de vehículos, etc. (Russell y Norvig, 1996).

6.1.2.3. *Comparación con otras metodologías*

En muchos de los trabajos citados se compara el funcionamiento de las redes neuronales con técnicas estadísticas tradicionales, como las regresiones simples y múltiples (Karunanithi y col., 1994; Wessel y Jurs, 1994; Tamari y col., 1996; Muttiah y col., 1997; Parmar y col., 1997; Tokar y Johnson, 1999; Johnson y Rogers, 2000; Thirumalaiah y Deo, 2000), los modelos de Box-Jenkins de series temporales (Hsu y col., 1995; Tawfik y col., 1997; Fernando y Jayawardena, 1998; Thirumalaiah y Deo, 2000) y los análisis discriminantes (Hervás y col., 1994), y con modelos físicos conceptuales (Aziz y Wong, 1992; Hsu y col., 1995; Álvarez y Bolado, 1996; Hjelmfelt y Wang, 1996; Tokar y Johnson, 1999; Tokar y Markus, 2000). En general, el comportamiento de las RNCs es superior al de los métodos clásicos, sobre todo en el caso de que

se requiera el ajuste de datos de gran dispersión numérica y/o que no se disponga de una longitud de datos estadísticamente consistente (Govindaraju, 2000).

6.2. MATERIAL Y MÉTODOS

6.2.1. Predicción de la demanda diaria de agua mediante la aplicación de Redes Neuronales Computacionales (RNCs)

Las redes neuronales computacionales (RNCs) son modelos matemáticos que copian la estructura de los sistemas neuronales biológicos con el fin de alcanzar una funcionalidad similar. El procesador elemental o neurona es un dispositivo simple de cálculo que, a partir de un vector de entrada procedente del exterior o de otras neuronas, proporciona una única respuesta o salida. En general, una red neuronal consiste en el establecimiento de un conjunto de nodos o neuronas agrupadas en varias capas e interconectadas entre sí. Las conexiones que unen a las neuronas tienen asociado un peso numérico, y el aprendizaje se realiza con la actualización de tales pesos (figura 6.1).

De la multitud de modelos y variantes de RNCs que existen, en este trabajo se utilizan redes neuronales *supervisadas* y *unidireccionales*. En el aprendizaje supervisado se presenta a la red un conjunto de entradas y salidas deseadas u objetivos, e iterativamente ésta ajusta sus pesos hasta que su salida tiende a ser la deseada, utilizando para ello información detallada del error que comete en cada paso. En las redes unidireccionales la información circula en un único sentido, desde las neuronas de entrada hacia las de salida.

Las neuronas de entrada reciben los datos de partida, sin llevar a cabo ninguna operación matemática, solamente transfieren los valores a la siguiente capa. Cada neurona de las capas intermedias y de la capa de salida realiza la suma I_j de los valores ponderados sobre los datos que recibe como entrada. De este modo, dado un conjunto de entradas x_{ji} ($i = 1, \dots, q$) en la neurona j , estos valores se multiplican por el conjunto de pesos W_{ji} (conexión del nodo i con el nodo j) (figura 6.1):

$$I_j = \sum_{i=1}^q x_{ji} W_{ji} \quad (6.1)$$

Posteriormente la neurona j calcula una respuesta y_{pj} ($p = 1, \dots, m$) con una función de transferencia $f(I_j)$. Esta respuesta es transmitida a cada una de las neuronas p de la siguiente capa, que vuelve a efectuar la misma operación hasta alcanzar a las neuronas de salida (figura 6.1).

Las principales características de una RNC son la función de transferencia de las neuronas (respuesta a la suma ponderada de sus entradas), el algoritmo de aprendizaje (utilizado para el

ajuste de los coeficientes ponderales de la red), y la arquitectura (números de capas y distribución de las neuronas en cada capa).

6.2.1.1. *Función de transferencia*

La selección de la función de transferencia de las neuronas es arbitraria, mientras que cumpla la condición de ser una función acotada. En este trabajo, se han utilizado para las neuronas de salida la función lineal y para cada neurona de las capas intermedias la función de transferencia logística, también conocida como sigmoide:

$$y_{pj} = f(I_j) = \frac{1}{1 + e^{-I_j}} \quad (6.2)$$

La ecuación (6.2) se ha seleccionado sobre la base de que, la respuesta de cada neurona de la red (incluida la salida), se encontrará entonces en el intervalo $[0,1]$ para cualquier entrada $(-\infty, \infty)$, lo que es coherente con el escalado de los datos experimentales del que se hace uso en este trabajo:

$$V_b^* = \frac{V_b - V_{\min,b}}{V_{\max,b} - V_{\min,b}} \quad (6.3)$$

donde V_b^* es el valor escalado de la variable V_b ; $V_{\min,b}$ es el valor mínimo de la variable V_b minorado en un 15 %; y $V_{\max,b}$ es el valor máximo de la variable V_b aumentado en un 15 %. Con este porcentaje del 15 % se previene que valores mayores o menores a los utilizados en el entrenamiento o aprendizaje de la red den respuestas inadecuadas en la validación del modelo.

6.2.1.2. *Entrenamiento de la red neuronal*

La determinación de un conjunto de pesos que permita a la red realizar el tipo de procesamiento deseado se denomina *aprendizaje*. Este proceso consiste en un cálculo iterativo en el que un conjunto de pares de datos (entradas-salidas objetivo) es procesado, comparando la respuesta calculada por la red con la salida objetivo correspondiente y ajustando los coeficientes de peso de las neuronas para minimizar la diferencia entre la respuesta de la red y la salida objetivo. El algoritmo de aprendizaje utilizado en el presente trabajo es una variación del modelo de retropropagación estándar —introducido por Bryson y Ho (1969) y Werbos (1974), y estudiado posteriormente por otros autores tales como Rumelhart y McClelland (1986) y Parker (1987)—, conocido como delta-barra delta extendida (Extended Delta-Bar Delta, EDBD) (Minai y Williams, 1990).

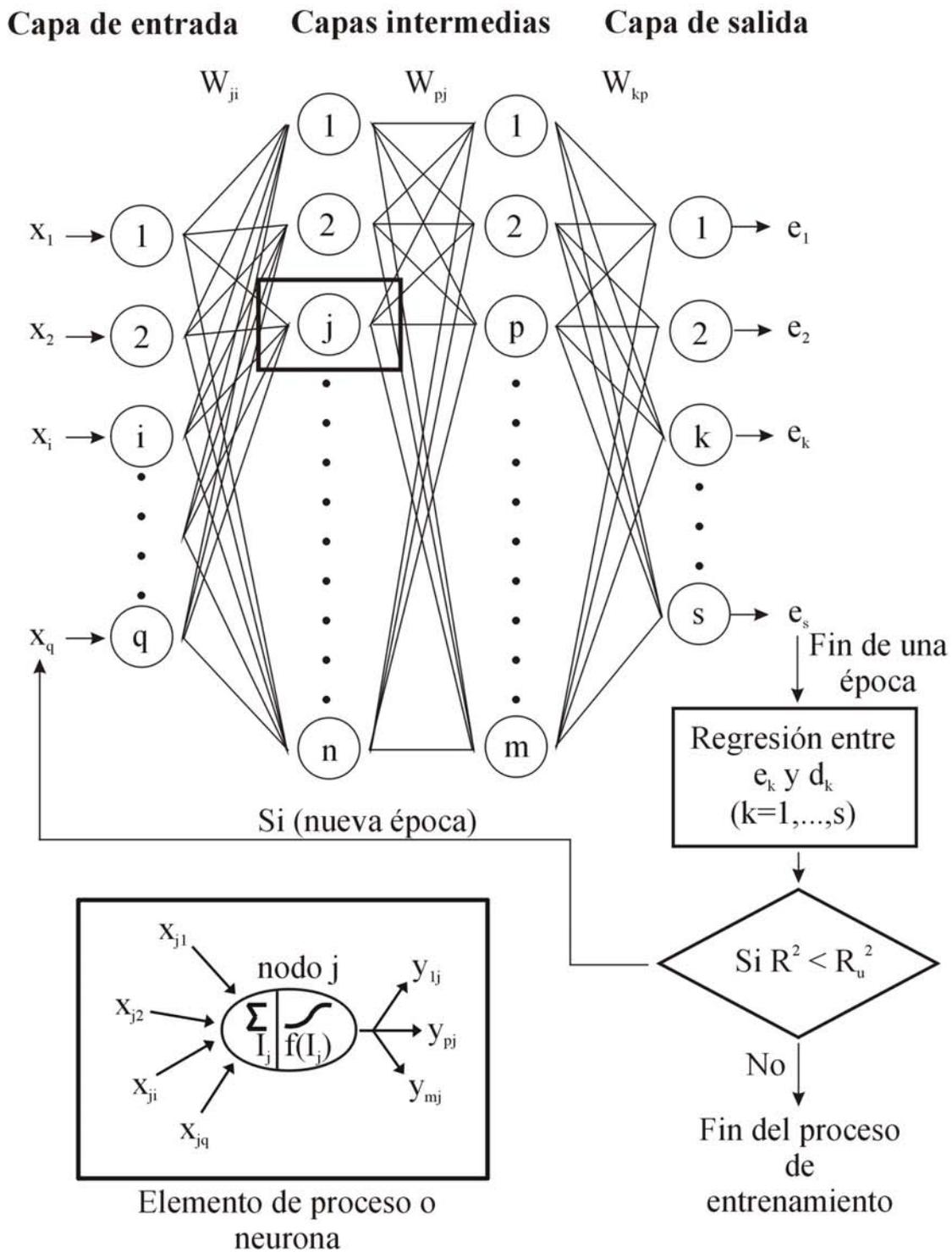


Figura 6.1. Red neuronal computacional con una capa de entrada de q neuronas, dos capas intermedias de n y m neuronas, respectivamente, y una capa de salida de s neuronas (q, n, m, s). Variables de entrada: x_1, \dots, x_q . Variables de salida de la red: e_1, \dots, e_s . Variables deseadas de salida: d_1, \dots, d_s .

A cada coeficiente de peso \mathbf{W}_{ji} le es asignado inicialmente un valor aleatorio que ha de ser ajustado durante el proceso de aprendizaje para minimizar la diferencia entre la respuesta de la red y la salida objetivo. El método más utilizado consiste en modificar progresivamente los coeficientes de peso desde la capa de salida hasta la entrada, propagando el error en sentido inverso al cálculo de la red. Este procedimiento se repite con todos los pares de datos iterativamente, hasta que se converge en un conjunto final de coeficientes de peso que pueden ser utilizados posteriormente en el cálculo de la respuesta de la red. La señal de error para cada neurona \mathbf{k} de salida se estima a partir de la ecuación (6.4):

$$\delta_k = [d_k - f(I_k)] f'(I_k) \quad (6.4)$$

donde \mathbf{d}_k es la salida deseada de la neurona \mathbf{k} , $f(I_k)$ es la salida de la neurona \mathbf{k} y $f'(I_k)$ es la derivada de la función de transferencia de la neurona \mathbf{k} . En el caso de que la neurona \mathbf{j} sea de la capa intermedia, el error que se produce es la suma de los errores δ_p en las neuronas a las que está conectada la salida de ésta, multiplicando cada uno de ellos por el peso de la conexión \mathbf{W}_{pj} , y la señal de error se calcula como:

$$\delta_j = \left[\sum_{p=1}^m \delta_p W_{pj} \right] f'(I_j) \quad (6.5)$$

donde el rango de \mathbf{p} ($p = 1, \dots, m$) cubre todas aquellas neuronas a las que está conectada la salida de la neurona \mathbf{j} .

El cambio en el coeficiente de peso $\mathbf{W}_{ji}(\mathbf{t})$ de la conexión que une la neurona \mathbf{i} con la neurona \mathbf{j} se calcula iterativamente, a partir de (6.6) y (6.7):

$$\Delta W_{ji}(t+1) = \alpha(t) \delta_j(t) y_{ji}(t) + \mu(t) \Delta W_{ji}(t) \quad (6.6)$$

$$W_{ji}(t+1) = W_{ji}(t) + \Delta W_{ji}(t+1) \quad (6.7)$$

con $\alpha(\mathbf{t})$ un coeficiente de proporcionalidad denominado *tasa o coeficiente de aprendizaje* que controla la velocidad con la que converge el algoritmo y $\mu(\mathbf{t})$ el *término de momento* que tiende a mantener los cambios de los pesos en la misma dirección y obviar la permanencia en mínimos locales, para así alcanzar la convergencia rápidamente.

En el algoritmo estándar de retropropagación, el coeficiente de aprendizaje y el término de momento son los mismos para la corrección de todos los pesos de conexión, lo que ocasiona lentitud de convergencia. La evidencia empírica sugiere que cada dimensión del espacio de pesos puede ser bastante diferente en términos de la superficie de error total; específicamente cada conexión de una red debería tener su propios coeficientes de aprendizaje y de momento, ya que el tamaño de paso apropiado para una dimensión de peso puede no serlo para todas las otras

dimensiones (Ventura, 1996). Por esto, será deseable que estos parámetros varíen con el tiempo para cada conexión, como así se lleva a cabo en el algoritmo EDBD.

Para implementar las reglas heurísticas de aumento o disminución del coeficiente de aprendizaje $\alpha(\mathbf{t})$ y del término de momento $\mu(\mathbf{t})$, se usa una media ponderada del término de error de cada neurona j :

$$\bar{\delta}_j(\mathbf{t}) = (1 - \theta) \delta_j(\mathbf{t}) + \theta \delta_j(\mathbf{t} - 1) \quad (6.8)$$

donde θ es un factor de ponderación ($0 < \theta < 1$).

La actualización del coeficiente de aprendizaje se realiza considerando los siguientes aspectos: a) si el componente del término de error actual y la media ponderada del componente del término de error anterior son del mismo signo, se aumenta la tasa de aprendizaje en función del valor absoluto de $\bar{\delta}_j(\mathbf{t})$; b) si por el contrario sus signos son distintos, se disminuye el coeficiente de aprendizaje en una cantidad proporcional a su valor actual: $-\varphi_\alpha \alpha(\mathbf{t})$ (ecuación (6.9)). Para el término del momento se usa una regla semejante (ecuación (6.10)):

$$\Delta\alpha(\mathbf{t}) = \left\{ \begin{array}{ll} \kappa_\alpha e^{(\gamma_\alpha |\bar{\delta}_j(\mathbf{t})|)} & \text{si } \bar{\delta}_j(\mathbf{t} - 1) \delta_j(\mathbf{t}) > 0 \\ -\varphi_\alpha \alpha(\mathbf{t}) & \text{si } \bar{\delta}_j(\mathbf{t} - 1) \delta_j(\mathbf{t}) < 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{array} \right\} \quad (6.9)$$

$$\Delta\mu(\mathbf{t}) = \left\{ \begin{array}{ll} \kappa_\mu e^{(\gamma_\mu |\bar{\delta}_j(\mathbf{t})|)} & \text{si } \bar{\delta}_j(\mathbf{t} - 1) \delta_j(\mathbf{t}) > 0 \\ -\varphi_\mu \mu(\mathbf{t}) & \text{si } \bar{\delta}_j(\mathbf{t} - 1) \delta_j(\mathbf{t}) < 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{array} \right\} \quad (6.10)$$

siendo κ_α y κ_μ factores de escalado para los coeficientes de aprendizaje y momento, respectivamente; γ_α y γ_μ factores exponenciales para el incremento de estos coeficientes; φ_α y φ_μ factores de decremento. Los valores usados de estos parámetros son: $\theta = 0,7$; $\kappa_\alpha = 0,095$; $\gamma_\alpha = 0,1$; $\varphi_\alpha = 0,1$; $\kappa_\mu = 1$; $\gamma_\mu = 0,05$ y $\varphi_\mu = 0,01$, los cuales aseguran un entrenamiento óptimo en un gran número de casos (Ventura, 1996). Asimismo, para evitar grandes oscilaciones en el espacio de pesos se limitan los valores máximos de $\alpha(\mathbf{t})$ y $\mu(\mathbf{t})$, siendo los recomendados por Minai y Williams (1990) de 2 y 0,9, respectivamente.

La complejidad añadida al algoritmo estándar de retropropagación tanto desde el punto de vista computacional como de la cantidad de recursos necesarios, se ve ampliamente compensada por la aceleración que experimenta el aprendizaje de la red. Por estas razones, el algoritmo EDBD ha sido el empleado en el desarrollo de los modelos de RNCs presentados en este trabajo.

La actualización de los pesos se realiza tras la presentación de cada patrón o par de entrenamiento (entradas-salidas objetivo). Se denomina *época* al período de tiempo que comprende todas las iteraciones realizadas al presentar todos los patrones una sola vez. Conforme más compleja sea la arquitectura de una RNC (mayor número de neuronas en las capas intermedias), mayor será el tiempo de procesamiento de una época. Sin embargo, el tiempo total del aprendizaje puede ser menor ya que pueden ser necesarias menos épocas.

6.2.1.3. Evaluación de los modelos

Un aspecto fundamental es la capacidad de la red neuronal de generalizar a partir de ejemplos. Por *generalización* se entiende la capacidad de la red de proporcionar una respuesta correcta ante patrones que no han sido empleados en su entrenamiento. Es un hecho experimental fácilmente observable que si se entrena una red hasta alcanzar un error muy pequeño en el aprendizaje, la eficacia real del sistema se degrada (Martín y Sanz, 1997). Al principio, la red se adapta progresivamente al conjunto de aprendizaje, acomodándose al problema y mejorando la generalización. Sin embargo, en un momento dado el sistema se ajusta demasiado a las particularidades de los patrones empleados en el entrenamiento (sobreaprendizaje), por lo que crece el error que se comete ante patrones diferentes.

De este modo, dada una arquitectura de red, ésta deberá entrenarse hasta alcanzar el punto óptimo en el que el error de generalización es mínimo. Aunque en el contexto de predicción de variables existen métodos para la evaluación de modelos de RNC (método de división y método de validación cruzada) (Ventura, 1996), en este trabajo se propone una modificación de ambos consistente en un aprendizaje controlado por un coeficiente de determinación umbral (R_u^2) (Gutiérrez-Estrada y col., 2000). Al final de cada época, se comparan los valores estimados por la RNC y los valores observados mediante una regresión lineal. Si la determinación del coeficiente de esta regresión (R^2) es menor que R_u^2 , se lleva a cabo una nueva época. El proceso de entrenamiento termina cuando R^2 es mayor o igual que R_u^2 (figura 6.1). Se prueban diversos valores de R_u^2 y se selecciona el que de un menor error en la generalización.

La magnitud más empleada en la literatura para medir el error cometido en la fase de generalización de un modelo de red neuronal predictivo es el llamado ‘porcentaje de error estándar de predicción’ (percent standard error of prediction, % SEP), que viene dado por:

$$\%SEP_k = \frac{100}{\bar{d}_{kg}} \sqrt{\frac{\sum_{g=1}^N (d_{kg} - e_{kg})^2}{N}} \quad (6.11)$$

donde $\% SEP_k$ representa el porcentaje de error estándar de predicción para la neurona de salida k ; d_{kg} es la salida deseada k del patrón g ; e_{kg} es la salida estimada por la neurona k para el patrón g ; N es el número total de patrones del conjunto de generalización y \bar{d}_{kg} es el valor medio de las

salidas deseadas del conjunto de predicción. La principal ventaja de este coeficiente estriba en su adimensionalidad, que lo hace apto para realizar comparaciones entre modelos obtenidos para la resolución de problemas en los que se manejan datos de dimensiones muy distintas (Ventura, 1996).

Otra medida denominada ‘coeficiente de eficiencia’ (coefficient of efficiency, E), también se usa en este trabajo para ver como la red neuronal explica la varianza total de los datos. La magnitud **E** representa la proporción de variación de los datos observados considerada por el modelo, y se expresa como (Kitanidis y Bras, 1980):

$$E = \frac{S_{obs} - S}{S_{obs}} \quad (6.12)$$

$$S_{obs} = \sum_{g=1}^N (d_{kg} - \bar{d}_{kg})^2; \quad S = \sum_{g=1}^N (d_{kg} - e_{kg})^2 \quad (6.13)$$

siendo S_{obs} la medida de la variabilidad de los valores observados frente a la media y **S** la medida de la asociación entre los valores observados y los estimados.

6.2.1.4. *Arquitectura de las Redes Neuronales Computacionales*

Se denomina arquitectura a la topología o estructura de conexionado de una red neuronal. En la arquitectura estándar o totalmente conectada, éstas se estructuran en unidades estructurales denominados capas. Se distinguen tres tipos de capas: de entrada, de salida y ocultas. Una capa de entrada está compuesta por neuronas que reciben datos o señales procedentes del entorno. Una capa de salida es aquella cuyas neuronas proporcionan la respuesta de la red. Una capa oculta o intermedia es aquella que no tiene una conexión directa con el entorno (figura 6.1). Este tipo de capa proporciona a la red neuronal grados de libertad adicionales, gracias a los cuales puede encontrar representaciones internas correspondientes a determinados rasgos del entorno, proporcionando una mayor riqueza computacional.

De este modo, el número de neuronas en cada capa y el número de capas depende de la aplicación particular, es decir, del número de variables de entrada y del número y calidad de las respuestas buscadas en cada estudio. Aunque una red neuronal de una única capa intermedia puede representar cualquier función continua (Cybenko, 1989), en este trabajo se utilizan redes con dos capas ocultas (aproximador universal de cualquier función: Cybenko, 1989) ya que *a priori* no se conoce el tipo de relación entre las variables. Asimismo, puede ocurrir que con una sola capa intermedia el número de neuronas ocultas para alcanzar una cierta cota de error sea tan elevado que su aplicación resulte inabordable en la práctica (Martín y Sanz, 1997).

También aparece un fenómeno denominado *sobreajuste* cuando el número de parámetros (pesos) de la red resulta excesivo en relación al problema a tratar y al número de patrones de

entrenamiento disponibles. Si el número de nodos ocultos es excesivo, el resultado que se obtiene en la generalización de la red se aparta de la realidad, pues no está capturando la tendencia del problema sino que está interpolando (memorizando) los datos, ajustando también el ruido presente en ellos. Por esto, se prueban distintas estructuras de la red neuronal y se elige la que de un menor error de generalización.

6.2.1.5. Patrones de entrenamiento y de generalización

La capacidad de generalización de las redes neuronales se evalúa mediante la predicción de la demanda de agua diaria en la zona regable de Fuente Palmera. De este modo, se establecen diversos modelos en función del número de variables de entrada consideradas en la RNC: a) demandas de agua de los cinco días anteriores (capítulo 3); b) datos climáticos de los cinco días anteriores (temperatura máxima, temperatura media, temperatura mínima, precipitación, humedad relativa, horas de sol y velocidad del viento) (estación meteorológica del Aeropuerto, Córdoba); c) datos de cultivos (superficie y coeficientes de cada cultivo) (capítulo 2); d) demandas de agua, datos climáticos y datos de cultivos. A título de ejemplo, en la tabla 6.1 se muestran tres combinaciones de datos de entrenamiento del modelo a).

Tabla 6.1. Ejemplos de patrones de entrenamiento (entradas-salida objetivo) sin escalar

Nº patrón entrenamiento	Entrada (m ³ /día)					Salida (m ³ /día)
	Demanda (t-1)	Demanda (t-2)	Demanda (t-3)	Demanda (t-4)	Demanda (t-5)	Demanda (t)
1	43.920	65.520	65.160	55.080	39.780	54.900
2	54.900	43.920	65.520	65.160	55.080	45.720
3	45.720	54.900	43.920	65.520	65.160	33.840

Los patrones utilizados en el entrenamiento se corresponden con los datos de las campañas de riegos 1987/88 y 1988/89, y en la generalización del modelo con los de la campaña 1990/91, ya que en el resto de las temporadas sólo se dispone de datos horarios de demanda en algunos ciclos de funcionamiento, lo cual dificulta los análisis univariantes y multivariantes de la serie temporal cuyas validaciones se comparan con la de la RNC (apartado 6.2.2).

Los modelos propuestos se han llevado a cabo con el programa de simulación de redes neuronales computacionales Redgen V 1.0 para MS Windows[®] desarrollado en lenguaje MS Visual Basic[®] y Borland C++[®] (Anexo 6.I).

6.2.2. Comparación con métodos tradicionales de predicción: análisis multivariante (regresión múltiple) y análisis univariante (descomposición y ARIMA)

6.2.2.1. *Análisis de regresión múltiple*

El análisis de regresión múltiple pretende obtener una ecuación lineal que permita estimar la variable dependiente o criterio e , conocidos los valores que presentan las q variables independientes o predictivas, x_1, \dots, x_q :

$$e = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_q x_q + \varepsilon \quad (6.14)$$

donde el término β_0 es una generalización del término bivariante de ‘ordenada en el origen’; los coeficientes β_1, \dots, β_q son los denominados coeficientes de regresión parcial; y el valor ε el término de error que ajusta la predicción del modelo al valor exacto de e .

Se admite que el error ε , ante una aplicación repetida del modelo, representa pequeños desajustes distribuidos normalmente alrededor de una media cero. Asimismo, los coeficientes $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_q$ son los valores ideales que configurarían el modelo exacto para la población ($N \rightarrow \infty$), pero la muestra de datos es limitada y, habrá que conformarse con una estimación de estos parámetros b_0, b_1, \dots, b_q en la ecuación real obtenida:

$$e = b_0 + b_1 x_1 + \dots + b_q x_q \quad (6.15)$$

donde e representa el valor medio estimado para todos aquellos casos con un determinado perfil de x_1, \dots, x_q , y los parámetros b_0, b_1, \dots, b_q se calculan mediante un ajuste de mínimos cuadrados de forma que sea mínima la suma de cuadrados de los desajustes entre los valores reales de e en cada individuo de la muestra y los valores teóricos que proporciona la ecuación buscada. Para aceptar con una seguridad cuantificada la validez del modelo diseñado se analiza la significación estadística global de la relación de e con las variables predictivas x_1, \dots, x_q , mediante el análisis de la varianza (Hair y col., 1999).

Con los análisis de regresiones múltiples se desarrollan los mismos modelos para caracterizar la demanda diaria de agua que con las RNCs (variables de entrada a la red neuronal = variables independientes de la regresión múltiple), y se someten los datos a un proceso semejante: 1) elaboración del modelo con los datos de las campañas de riegos 1987/88 y 1988/89 (modelo descriptivo o calibración del modelo); 2) predicción de la variable dependiente (demanda diaria de agua) usando los datos de la temporada de riegos 1990/91 (validación del modelo), para asegurar que los resultados del modelo son generalizables a la población y que no son específicos de la muestra utilizada en la calibración.

6.2.2.2. *Métodos de descomposición y modelos ARIMA*

En el análisis univariante de series temporales se trata de hacer previsiones de valores futuros de

una variable (demanda diaria de agua), utilizando como información, a diferencia del análisis de regresión múltiple, únicamente la contenida en los valores pasados de la serie temporal que mide la evolución de la variable objeto de estudio. En estos análisis se pueden considerar dos grandes grupos: métodos de descomposición y modelos ARIMA. Los métodos de descomposición utilizados en este trabajo son el *suavizado exponencial simple* y el *suavizado lineal exponencial de Holt* (Uriel, 1995).

El *suavizado exponencial simple* consiste en determinar los valores del futuro de una variable demanda diaria de agua \mathbf{d} en función de una media ponderada de sus valores pretéritos. Si la variable \mathbf{d} es sometida a un proceso de alisado exponencial simple se obtiene como resultado la variable alisada \mathbf{S}_t (ecuación (6.16)), siendo (6.17) la ecuación de predicción:

$$\mathbf{S}_t = \alpha_d \mathbf{d}_t + (1 - \alpha_d) \mathbf{S}_{t-1} \quad (6.16)$$

$$\mathbf{e}_{t+1} = \mathbf{S}_t \quad (6.17)$$

La ponderación se efectúa mediante un parámetro α_d ($0 < \alpha_d < 1$). Si α_d tiene un valor próximo a cero, se da mucho peso a las observaciones pasadas a través del término \mathbf{S}_{t-1} ; por el contrario, si α_d está próximo a la unidad, se da más importancia a la observación actual de la variable \mathbf{d} . En el período de calibración (campañas de riegos 1987/88 y 1988/89), se prueba con distintos valores de α_d y se elige el que de la mejor predicción. En la asignación del valor inicial de \mathbf{S}_t (\mathbf{S}_0) se toma la media de los valores de demanda diaria del período descriptivo (Uriel, 1995). Ambos parámetros serán los utilizados en la validación (temporada de riegos 1990/91).

El *método de Holt* es también un método de alisado exponencial que utiliza dos parámetros de alisado α_d y β_d , y asimismo, se calculan dos variables de alisado para cada instante de tiempo \mathbf{t} , \mathbf{S}_t y \mathbf{T}_t :

$$\mathbf{S}_t = \alpha_d \mathbf{d}_t + (1 - \alpha_d) (\mathbf{S}_{t-1} + \mathbf{T}_{t-1}) \quad (6.18)$$

$$\mathbf{T}_t = \beta_d (\mathbf{S}_t - \mathbf{S}_{t-1}) + (1 - \beta_d) \mathbf{T}_{t-1} \quad (6.19)$$

siendo la ecuación de predicción:

$$\mathbf{e}_{t+1} = \mathbf{S}_t + \mathbf{T}_t \quad (6.20)$$

Los valores iniciales para comenzar la recursión (\mathbf{S}_0 y \mathbf{T}_0) se obtienen a partir de los coeficientes obtenidos en el ajuste de una recta por mínimos cuadrados con los datos disponibles en el período de calibración (campañas de riegos 1987/88 y 1988/89). Asimismo, se prueban distintos valores de α_d y β_d , y se elige los que den el mejor ajuste del modelo descriptivo (Uriel, 1995). Estos parámetros serán los utilizados en el período de validación (temporada de riegos 1990/91).

El modelo $ARIMA(P,D,Q)$ de *Box-Jenkins* (AutoRegressive-Integrated-Moving Average) puede representar la correlación de la estructura de la serie temporal con un mínimo de parámetros y proporcionando una alta eficiencia en la predicción. La formulación considerada para simular el comportamiento de la demanda diaria es:

$$(1 - \Phi_1 B - \dots - \Phi_p B^p)(1 - B^D) d_t = (1 - \Theta_1 B - \dots - \Theta_q B^q) A_t \quad (6.21)$$

siendo d_t el valor observado de la demanda diaria de agua en el instante t ; A_t la diferencia en valor absoluto entre la demanda observada y predicha en el instante t ; B el operador retroceso que asigna a una variable su valor en el instante anterior: $Bd_t = d_{t-1}$ y $B^m d_t = d_{t-m}$; Φ y Θ los parámetros del modelo; y P , D y Q los órdenes del modelo.

Los valores de P , D y Q suelen variar entre 0 y 2 (Moreu, 1999), por lo que para la identificación de los órdenes óptimos se van aumentando cada uno en una unidad y se observa el comportamiento del nuevo modelo con respecto a los demás, eligiendo el que de una mejor aproximación. La estimación de los parámetros Φ y Θ del modelo descriptivo (campañas de riego 1987/88 y 1988/89) se realiza mediante la teoría de los mínimos cuadrados, y se ha de comprobar el nivel de significación de éstos (aceptables si $P_\alpha < 0,05$). Estos parámetros se utilizan para la estimación de la demanda diaria en el período de validación (temporada de riegos 1990/91).

Estos tres modelos muestran su bondad a través de un análisis de residuos donde se estudian las funciones de autocorrelación de los mismos (Uriel, 1995; Moreu, 1999).

6.3. RESULTADOS

6.3.1. Análisis de regresión múltiple

Al aplicar el procedimiento de regresión en la predicción de la demanda diaria de agua mediante las variables independientes representadas por las demandas de los cinco días anteriores en el período de calibración, se tienen unos resultados aceptables ($R = 0,9810$; $R^2 = 0,9624$; $F(5;219) = 1.119,9$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 225$), y asimismo, se cumplen los supuestos de linealidad del fenómeno medido, homocedasticidad (varianza constante del término de error), independencia de los términos de error y normalidad de la distribución del término de error. La validación del modelo (demanda estimada frente demanda observada) da un coeficiente de correlación de $R = 0,8287$ ($R^2 = 0,6867$; $F(1;117) = 256,5$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 119$) (tabla 6.2).

Como sólo dos de las variables independientes (demandas de los dos días anteriores) son estadísticamente significativas ($P_\alpha < 0,05$) (tabla 6.2), éstas explican una parte significativa de la varianza de la variable dependiente y, por tanto, se repite el análisis de regresión múltiple para estimar la demanda diaria de agua a partir sólo de las demandas de los dos días anteriores,

obteniendo mejores resultados en la validación tanto en el coeficiente de correlación ($R = 0,8462$; $R^2 = 0,7161$; $F(1;117) = 295,07$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 119$) (tabla 6.3), como en los errores (% SEP) y en las eficiencias (E) correspondientes. Asimismo, ambos modelos de regresión no presentan diferencias significativas ($P_\alpha > 0,05$) entre los valores estimados y los reales en validación (tabla 6.4) (figura 6.2).

Tabla 6.2. Estimación de la demanda diaria de agua mediante análisis de regresión múltiple con las variables independientes representadas por la demanda de los cinco días anteriores

Resumen de la regresión múltiple en el modelo descriptivo o calibración			
R = 0,9810; $R^2 = 0,9624$; $F(5;219) = 1.119,9$; $P_\alpha < 0,001$; N = 225			
Variable dependiente	Variables independientes	b_i (i = 0,1,...,q)	P_α
Demanda (t)	Interceptación (b_0)	1.847,927	0,1423
	Demanda (t-1)	1,309	0*
	Demanda (t-2)	-0,415	0,0002*
	Demanda (t-3)	0,197	0,0879
	Demanda (t-4)	-0,039	0,7419
	Demanda (t-5)	-0,069	0,3507
Resumen de la regresión en la validación del modelo			
R = 0,8287; $R^2 = 0,6867$; $F(1,117) = 256,5$; $P_\alpha < 0,001$; N = 119			
Variable dependiente	Variable independiente	b_i (i = 0,1,...,q)	P_α
Demanda estimada (t)	Interceptación (b_0)	24.090,34	0,0009*
	Demanda observada (t)	0,80	0*

* $P_\alpha < 0,05$

Tabla 6.3. Estimación de la demanda diaria de agua mediante análisis de regresión múltiple con las variables independientes representadas por la demanda de los dos días anteriores

Resumen de la regresión múltiple en el modelo descriptivo o calibración			
R = 0,9806; $R^2 = 0,9615$; $F(2;222) = 2.773$; $P_\alpha < 0,001$; N = 225			
Variable dependiente	Variables independientes	b_i (i = 0,1,...,q)	P_α
Demanda (t)	Interceptación (b_0)	1.728,118	0,1681
	Demanda (t-1)	1,291	0*
	Demanda (t-2)	-0,303	0*
Resumen de la regresión en la validación del modelo			
R = 0,8462; $R^2 = 0,7161$; $F(1,117) = 295,07$; $P_\alpha < 0,001$; N = 119			
Variable dependiente	Variable independiente	b_i (i = 0,1,...,q)	P_α
Demanda estimada (t)	Interceptación (b_0)	20.940,49	0,0025*
	Demanda observada (t)	0,82	0*

* $P_\alpha < 0,05$

Si se consideran como variables independientes los datos climáticos (temperatura máxima, temperatura media, temperatura mínima, precipitación, humedad relativa, horas de sol y velocidad del viento) de los cinco días anteriores para estimar la demanda diaria de agua, se obtienen peores resultados que en los casos precedentes (calibración: $R = 0,7913$; $R^2 = 0,6262$;

$F(35;209) = 10,001$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 245$; validación: $R = 0,8145$; $R^2 = 0,6633$; $F(1;142) = 279,8$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 144$), al igual que si se repite el análisis de regresión múltiple sólo con las variables climáticas que resultan significativas (temperaturas máxima, mínima y media del día anterior) (calibración: $R = 0,7843$; $R^2 = 0,6152$; $F(3;241) = 47,155$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 245$; validación: $R = 0,8205$; $R^2 = 0,6732$; $F(1;142) = 292,45$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 144$) (tabla 6.4) (figura 6.2). En estos análisis, hay que indicar que en el examen de los residuos se aprecia una disminución de éstos en valores estimados pequeños, así como que algunas de las variables independientes (humedad relativa, horas de sol, precipitación y velocidad del viento) presentan una pauta no lineal en los gráficos de regresión parcial con la variable dependiente. Esto supone la no verificación de los supuestos necesarios de la regresión de homocedasticidad y linealidad, lo que puede ser la causa de tener mayores coeficientes de determinación en la validación de los modelos que en la calibración.

En el caso de que las variables independientes sean los datos de cultivos se muestra un ligero aumento de los coeficientes de correlación en validación con respecto al primer caso estudiado, pero se tienen mayores errores de estimación y menores coeficientes de eficiencia, tanto si se consideran todos los datos de cultivos (superficie y coeficientes de cultivos) (calibración: $R = 0,8481$; $R^2 = 0,7193$; $F(18;226) = 153,73$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 245$; validación: $R = 0,8430$; $R^2 = 0,7106$; $F(1;142) = 348,65$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 144$) como si sólo se incluyen en el análisis de regresión los datos significativos (coeficientes de cultivo y superficies del algodón, del sorgo y del melón) (calibración: $R = 0,8467$; $R^2 = 0,7169$; $F(6;238) = 203,38$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 245$; validación: $R = 0,8493$; $R^2 = 0,7213$; $F(1;142) = 367,51$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 144$) (tabla 6.4) (figura 6.2). Asimismo, los supuestos de homocedasticidad y linealidad no se verifican debido a la no constancia de los residuos en los valores pequeños estimados de la variable dependiente, y a que los coeficientes de cultivo del girasol y del melón tienen una pauta no lineal.

El análisis de regresión múltiple que incluye todas las variables de demanda, climáticas y de cultivos presenta mayores coeficientes de determinación que todos los casos anteriores, tanto en calibración ($R = 0,9867$; $R^2 = 0,9736$; $F(58;166) = 247,8$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 225$) como en validación ($R = 0,8662$; $R^2 = 0,7503$; $F(1;117) = 351,52$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 119$). Sin embargo, tiene unos valores pésimos de las magnitudes de evaluación ($\% \text{ SEP} = 85,53 \%$ y $E = -0,94$) y se encuentran diferencias significativas entre los valores observados y estimados de la demanda diaria en validación ($P_\alpha < 0,05$) (tabla 6.4). Esto se explica debido a que el modelo explica bien la dispersión total de los datos de demanda pero no sus valores (figura 6.2). Sin embargo, si la regresión múltiple se repite con las variables independientes significativas (demanda de agua de los dos días anteriores y coeficiente de cultivo del algodón) (calibración: $R = 0,9816$; $R^2 = 0,9636$; $F(3;221) = 1.950,2$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 225$; validación: $R = 0,8526$; $R^2 = 0,7269$; $F(1;117) = 311,46$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 119$) además de obtener valores altos de **R** y de **E**, y bajos de **% SEP**, no se tienen diferencias significativas en la validación entre la demanda observada y la estimada (tabla 6.4) (figura 6.2).

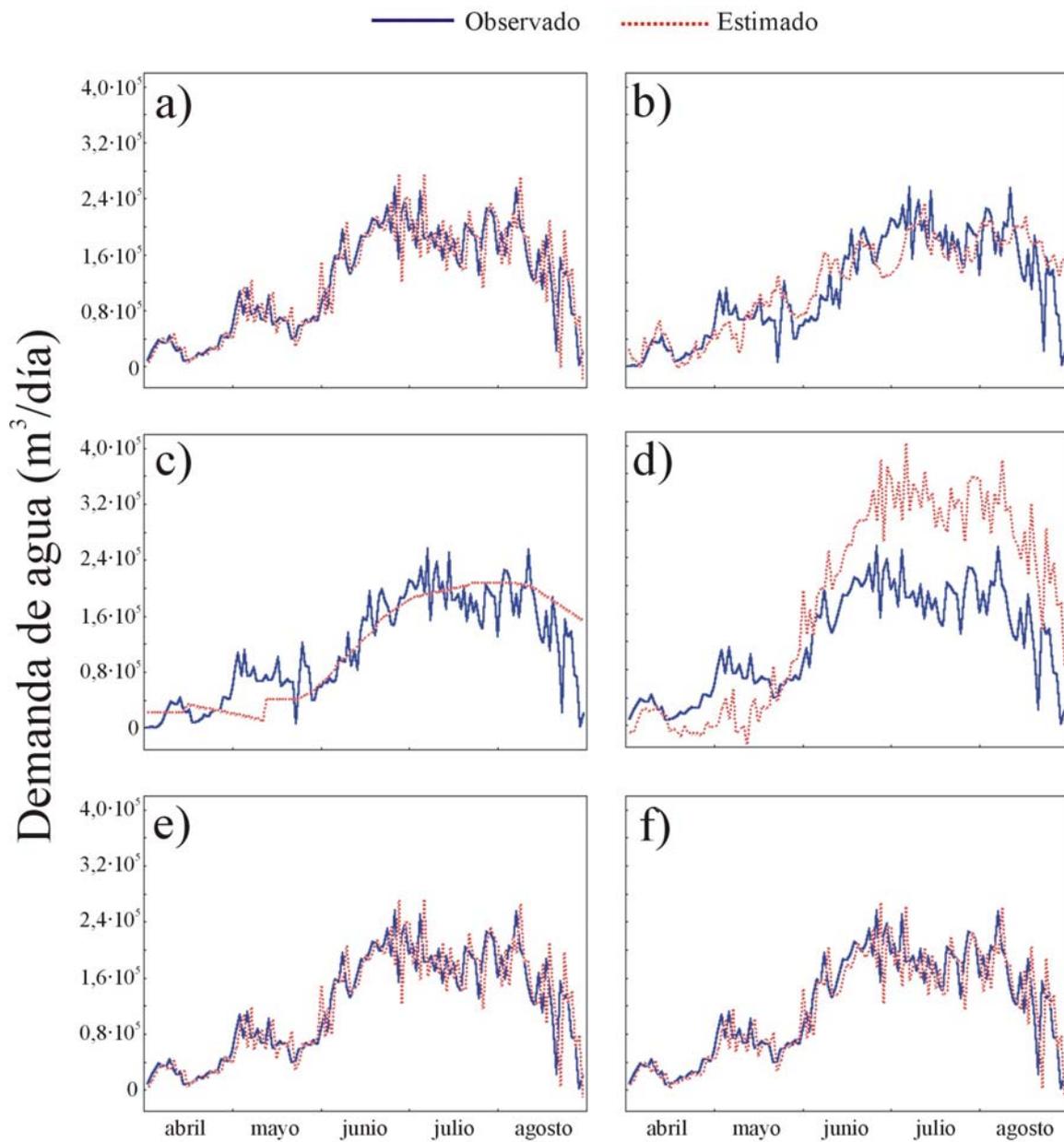


Figura 6.2. Demandas diarias de agua observadas y estimadas en el periodo de validación considerando en el análisis de regresión múltiple las variables independientes: a) demanda de agua de los dos días anteriores; b) temperaturas máxima, mínima y media del día anterior; c) coeficientes de cultivo y superficies del algodón, sorgo y melón; d) todos los datos de demanda, climáticos y de cultivos; e) demandas de agua de los dos días anteriores y coeficiente de cultivo del algodón; f) demandas y temperaturas máximas de los dos días anteriores

Por último, se plantea el análisis de regresión múltiple en la estimación de la demanda diaria de agua a partir de las demandas y las temperaturas máximas de los dos días anteriores (calibración: $R = 0,9851$; $R^2 = 0,9703$; $F(4;220) = 1.766,5$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 225$; validación: $R = 0,8512$; $R^2 = 0,7245$; $F(1;117) = 307,73$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 119$) (figura 6.2), ya que en las predicciones de la demanda de agua en redes urbanas siempre se busca la relación de ésta con la variable externa temperatura. En este caso, se elige arbitrariamente la temperatura máxima ya que el análisis de redundancia de las variables independientes datos climáticos muestra la alta multicolinealidad de las variables de temperatura. Se tienen los mejores resultados de la estimación con este último modelo, aunque si se compara con el que considera sólo como variables independientes las demandas de los dos días anteriores, y el que además de las demandas considera el coeficiente de cultivo del algodón, son mínimas las diferencias puntuales de las magnitudes que miden la bondad de los ajustes (tabla 6.4).

Tabla 6.4. Bondad de ajuste de los análisis de regresión múltiple

Modelo (variables independientes)	N° parámetros	Calibración		Validación					
		R	R ²	R	R ²	% SEP	E	Test t	
								t	P _α
Demanda 5 días anteriores	6	0,9810	0,9624	0,8287	0,6867	35,92	0,6415	-0,1442	0,8856
Demanda 2 días anteriores	3	0,9806	0,9615	0,8462	0,7161	33,89	0,6809	-0,2683	0,7889
Climatología 5 días anteriores	36	0,7913	0,6262	0,8145	0,6633	38,14	0,6286	-1,8364	0,0684
Temperaturas máxima, mínima y media día anterior	4	0,7843	0,6152	0,8205	0,6732	36,32	0,6632	-1,2564	0,2110
Datos cultivos	19	0,8481	0,7193	0,8430	0,7106	37,54	0,6402	-1,1943	0,2343
Datos algodón, sorgo y melón	7	0,8467	0,7169	0,8493	0,7213	35,72	0,6741	-0,3912	0,6962
Datos demanda, climáticos y cultivos	59	0,9867	0,9736	0,8662	0,7503	85,53	-0,9386	-7,1383*	0*
Demanda 2 días anteriores y $K_{\text{algodón}}$	4	0,9816	0,9636	0,8526	0,7269	33,21	0,6935	-0,2444	0,8073
Demanda y temp. máxima 2 días anteriores	5	0,9851	0,9703	0,8512	0,7245	32,84	0,7005	0,8067	0,4215

* $P_\alpha < 0,05$

6.3.2. Redes Neuronales Computacionales

En el modelo de red neuronal que considera como entradas la demanda de agua de los cinco días anteriores se han evaluado diseños de red desde (5,2,2,1) hasta (5,12,12,1), coeficientes de

determinación umbral R_u^2 desde el 80 % hasta el 96 % con incrementos del 1 %, y los mismos patrones en la calibración (entrenamiento en el caso de RNC) y la validación (generalización en el caso de RNC) que en la regresión múltiple que estima la demanda diaria de agua mediante las variables independientes de demandas de agua de los cinco días anteriores. Se elige la red neuronal con la menor magnitud de error y, a su vez, que no presente diferencias significativas entre los valores observados y los estimados en la calibración del modelo. A título de ejemplo, se muestran en la tabla 6.5 algunos de los casos analizados. Los mejores resultados se obtienen con la arquitectura (5,10,10,1) con un entrenamiento controlado por $R_u^2 = 0,94$, y una bondad del ajuste en validación de $R^2 = 0,8071$ ($R = 0,8984$; $F(1;117) = 489,66$; $P_\alpha < 0,001$; $N = 119$) y % SEP = 26,48 %. Asimismo, no se tienen diferencias significativas ($P_\alpha > 0,05$) entre los valores observados y los estimados, aunque si las hay entre los coeficientes de correlación R de la RNC y la regresión múltiple en la generalización ($P_\alpha < 0,05$: última columna de la tabla 6.5).

Tabla 6.5. Resultados del entrenamiento y generalización de las redes neuronales computacionales considerando como entradas las demandas de agua de los cinco días anteriores

Red	N° Parámetros	Entrenamiento			Generalización						
		R_u^2	Épocas	Tiempo	R^2	F(1;117) **	% SEP	E	Test t		Test R
									t	P_α	P_α
(5,8,8,1)	112	0,90	14	24s	0,7882	435,35	45,08	0,4353	-9,535*	0*	0,042*
(5,8,8,1)	112	0,94	145	4min, 3s	0,7772	408,02	28,59	0,7729	-1,342	0,182	0,065
(5,8,8,1)	112	0,95	72	2min, 1s	0,7847	426,38	28,19	0,7792	-1,261	0,210	0,049*
(5,8,8,1)	112	0,96	565	15min,23s	0,7498	350,61	31,15	0,7304	-2,717*	0,008*	0,157
(5,10,10,1)	160	0,90	1	2s	0,8036	478,76	38,84	0,5809	-8,101*	0*	0,021*
(5,10,10,1)	160	0,94	26	58s	0,8071	489,66	26,48	0,8052	-0,353	0,725	0,017*
(5,10,10,1)	160	0,95	48	1min, 41s	0,7894	438,52	27,81	0,7851	-1,048	0,297	0,040*
(5,12,12,1)	216	0,94	11	31s	0,8047	482,04	26,61	0,8032	-0,608	0,545	0,016*
(5,12,12,1)	216	0,95	66	2min,51s	0,7803	415,48	29,14	0,7641	-2,787*	0,006*	0,059

* $P_\alpha < 0,05$ ** $P_\alpha < 0,001$

Es interesante resaltar el comportamiento de las redes neuronales en la generalización en función del error que se quiere alcanzar en el entrenamiento. Si por ejemplo en la tabla 6.5 nos fijamos en la red (5,8,8,1), a mayores valores de R_u^2 se obtienen mejores ajustes, llegando al óptimo cuando $R_u^2 = 95$ %, que además presenta diferencias significativas entre los coeficientes de correlación de la red neuronal y la regresión múltiple. De este modo, se aprecia como la red neuronal se adapta progresivamente al conjunto de aprendizaje y mejora la generalización. Con $R_u^2 = 96$ % ya el sistema se ha ajustado demasiado a las particularidades de los patrones empleados en el entrenamiento, por lo que se tienen mayores errores y diferencias significativas entre los valores observados y los estimados ante patrones diferentes (figura 6.3).

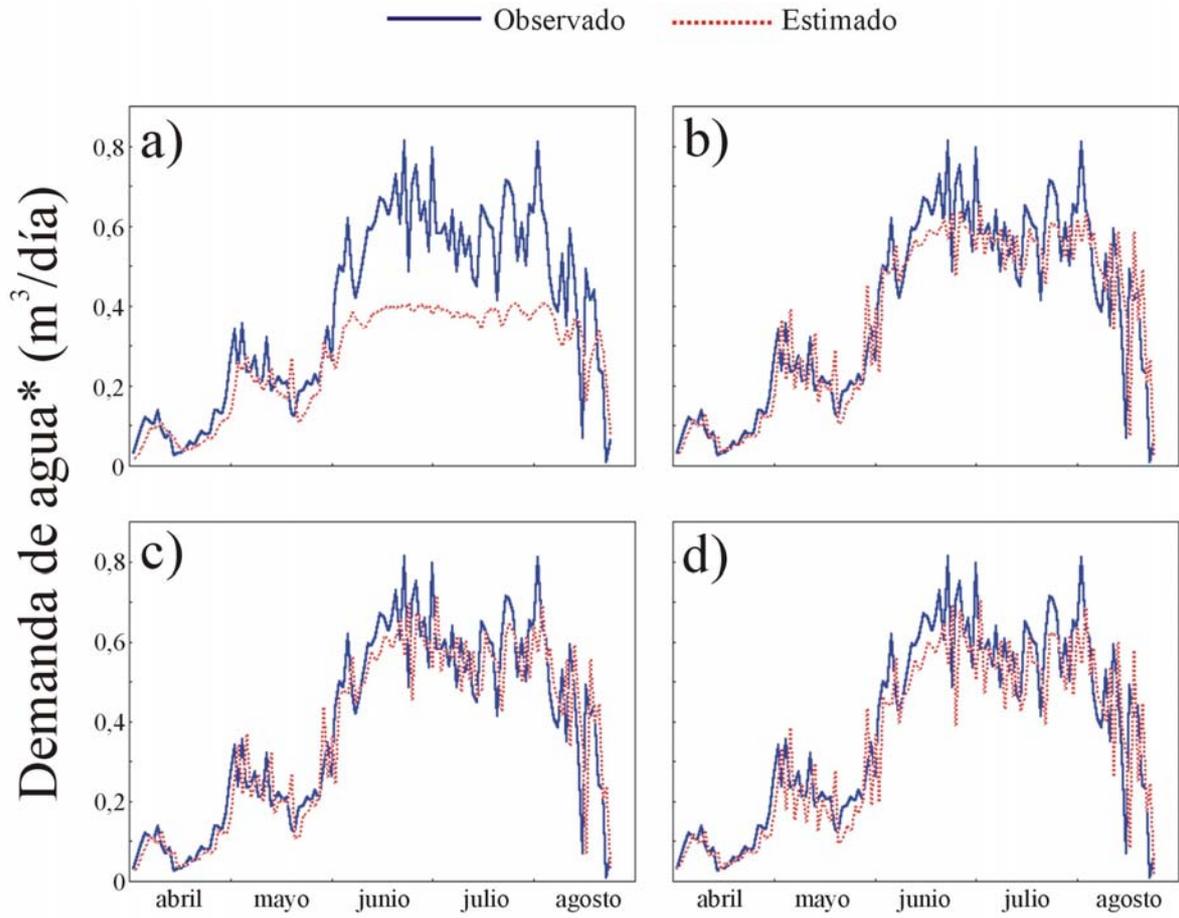


Figura 6.3. Demandas diarias de agua observadas y estimadas (valores escalados) en validación por la red neuronal (5,8,8,1) con entradas las demandas de los cinco días anteriores y entrenamientos controlados por: a) $R_u^2 = 0,90$; b) $R_u^2 = 0,94$; c) $R_u^2 = 0,95$; d) $R_u^2 = 0,96$

Con el resto de modelos considerados función de las variables de entrada de la red neuronal (variables de entrada que son las variables independientes en la regresión múltiple), se han probado distintas arquitecturas, y a su vez, distintos entrenamientos. En la tabla 6.6 se muestran para cada modelo de red neuronal los intervalos analizados del número de nodos en las capas ocultas y del coeficiente de determinación umbral. En la tabla 6.7 se presenta la bondad del ajuste de las redes neuronales que dan los mejores resultados para cada uno de los modelos. La mejor estimación se consigue con la red neuronal que tiene como entradas la demanda y la temperatura máxima de los dos días anteriores con doce nodos en cada capa oculta y un coeficiente de determinación umbral del 94 % (modelo 9), aunque hay pocas diferencias en la bondad del ajuste con las redes que tienen como entradas las demandas de agua de los dos y cinco días anteriores al de estimación (modelos 1 y 2).

Tabla 6.6. Intervalos considerados en la arquitectura y en el coeficiente de determinación umbral de los modelos de redes neuronales computacionales

Nº modelo	Variables de entrada	Arquitecturas*	R _u ² (%)**
1	Demanda 5 días anteriores	(5,2,2,1)÷(5,12,12,1)	80÷96
2	Demanda 2 días anteriores	(2,2,2,1)÷(2,12,12,1)	80÷96
3	Climatología 5 días anteriores	(35,5,5,1)÷(35,15,15,1)	60÷90
4	Temperaturas máxima, mínima y media día anterior	(3,5,5,1)÷(3,17,17,1)	60÷90
5	Datos cultivos	(18,5,5,1)÷(18,22,22,1)	65÷95
6	Datos de los cultivos algodón, sorgo y melón	(6,5,5,1)÷(6,15,15,1)	65÷95
7	Datos demanda, climáticos y cultivos	(58,10,10,1)÷(58,40,40,1)	70÷95
8	Demanda dos días anteriores y k _{algodón}	(3,5,5,1)÷(3,15,15,1)	70÷95
9	Demanda y temperatura máxima dos días anteriores	(4,5,5,1)÷(4,15,15,1)	80÷96

Incrementos de: *1 nodo oculto **1 %

Tabla 6.7. Bondad de ajuste de las redes neuronales computacionales que dan los mejores resultados para los modelos considerados

N° modelo	Red	N° parámetros	Entrenamiento			Generalización						
			R _a ²	Épocas	Tiempo	R ²	F**	% SEP	E	Test t		Test R
										t	P _α	P _α
1	(5,10,10,1)	160	0,94	26	58s	0,8071	F(1;117) =489,66	26,48	0,805	-0,353	0,725	0,017*
2	(2,10,10,1)	130	0,94	26	54s	0,8081	F(1;117) =492,68	26,44	0,806	-0,795	0,428	0,045*
3	(35,13,13,1)	637	0,75	237	25min 35s	0,6808	F(1;142) =302,93	35,62	0,676	-0,580	0,563	0,393
4	(3,15,15,1)	285	0,64	2044	2h 17min 53s	0,6617	F(1;142) =277,72	36,61	0,658	-0,561	0,576	0,429
5	(18,20,20,1)	780	0,69	29	3min 50s	0,7254	F(1;142) =375,06	36,38	0,662	-0,897	0,371	0,398
6	(6,10,10,1)	170	0,72	11	30s	0,7850	F(1;142) =581,55	32,28	0,734	-0,749	0,455	0,105
7	(58,30,30,1)	2670	0,90	56	17min 9s	0,6888	F(1;117) =258,97	34,11	0,677	0,006	0,995	0,162
8	(3,11,11,1)	165	0,94	24	46s	0,7717	F(1;117) =395,44	29,89	0,752	0,060	0,952	0,216
9	(4,12,12,1)	204	0,94	10	24s	0,8218	F(1;117) =539,39	25,50	0,819	-0,506	0,614	0,031*

*P_α < 0,05 **P_α < 0,001

En todos los modelos se consiguen mejores estimaciones con las redes neuronales que con las regresiones múltiples, a excepción del modelo que considera como variables de entrada a la red (o variables independientes de la regresión múltiple) las temperaturas máxima, mínima y media del día anterior al de estimación. Sin embargo, sólo se consiguen diferencias significativas entre los coeficientes de correlación de la red neuronal y de la regresión múltiple en los modelos función de los datos de demanda (modelos 1 y 2) y de los datos de demanda y de la temperatura máxima de los dos días anteriores (modelo 9). En estos tres modelos las RNCs estiman valores menos extremos que las regresiones múltiples, lo que supone mejores ajustes debido al desplazamiento de las curvas estimadas sobre las observadas. El resto de las RNCs presentan diferencias mínimas en las magnitudes de error con las regresiones, a excepción del modelo (7), que considera los datos de demanda, climáticos y de cultivos y, minorra en 51,42 puntos la magnitud de error de la regresión múltiple. Asimismo, los decrementos en la magnitud de error con las RNCs son menores en los modelos función únicamente de las variables estadísticamente significativas (tablas 6.4 y 6.7) (figuras 6.2 y 6.4).

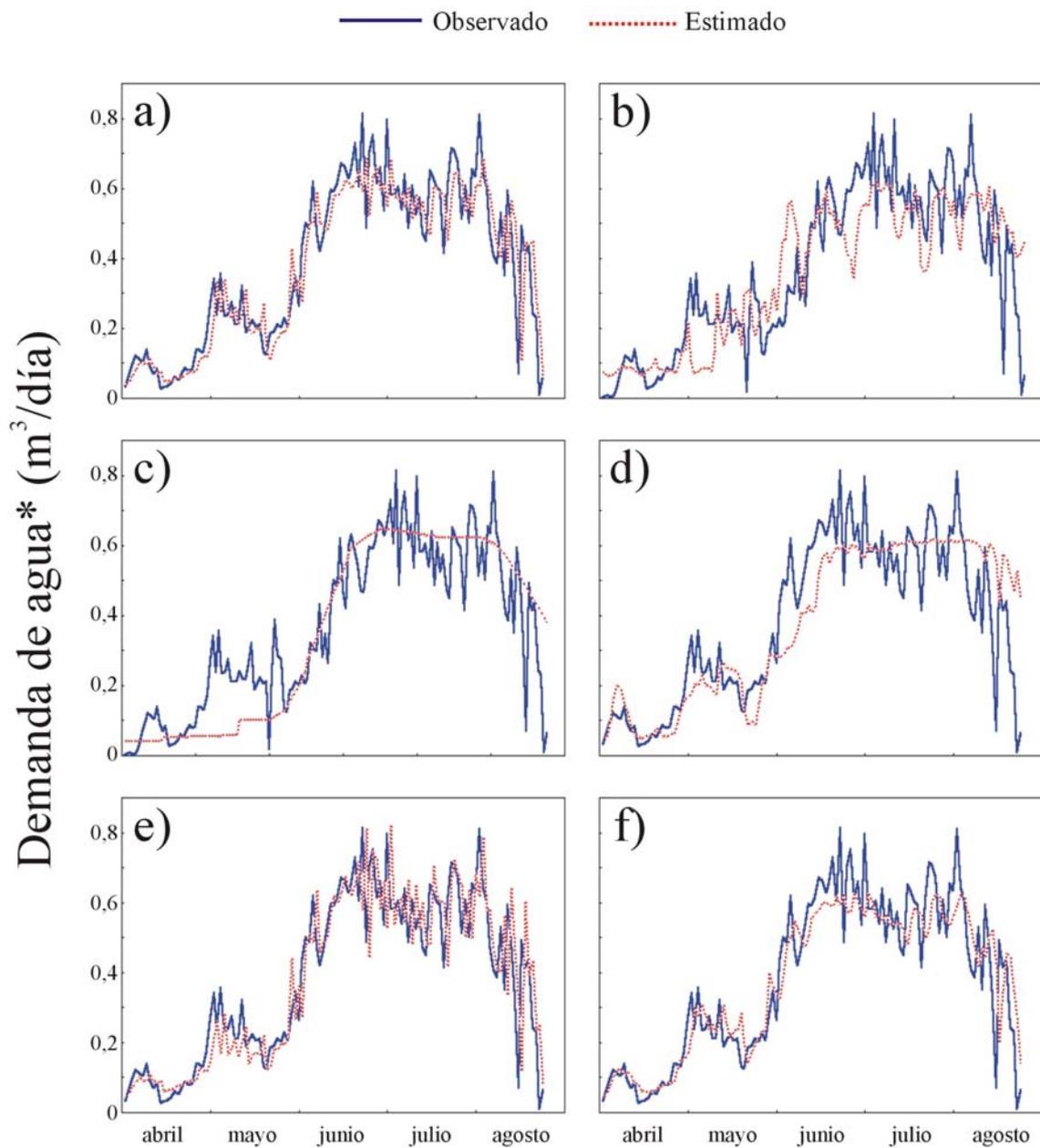


Figura 6.4. Demandas diarias de agua observadas y estimadas (valores escalados) en validación considerando como variables de entrada de la RNC: a) demanda de agua de los dos días anteriores; b) temperaturas máxima, mínima y media del día anterior; c) coeficientes de cultivo y superficies del algodón, sorgo y melón; d) todos los datos de demanda, climáticos y de cultivos; e) demandas de agua de los dos días anteriores y coeficiente de cultivo del algodón; f) demandas y temperaturas máximas de los dos días anteriores

6.3.3. Métodos de descomposición y ARIMA

En la tabla 6.8 se presentan los resultados de los suavizados exponencial simple y lineal exponencial, y de los modelos ARIMA (P,D,Q) cuyos parámetros tienen un nivel de significación aceptable ($P_\alpha < 0,05$) y no presentan diferencias significativas (test t: $P_\alpha > 0,05$) entre los valores observados y los estimados en validación. En estos se observa un comportamiento semejante en los modelos de suavizado y en los modelos ARIMA con el mismo orden **D**. Para los primeros y $D = 0$, los valores estimados son menos extremos que para $D = 1$ y $D = 2$, y asimismo, para los modelos de suavizado, $D = 0$ y $D = 2$ hay un desplazamiento de las curvas estimadas sobre las observadas con respecto a $D = 1$. Las mejores estimaciones se consiguen con el modelo ARIMA(1,1,2) que además de presentar la menor magnitud de error, los coeficientes de autocorrelación de los errores de predicción no son estadísticamente significativos, es decir, están prácticamente no correlacionados (figura 6.5).

El modelo ARIMA(1,1,2) tiene una magnitud de error en validación de 1,31 puntos mayor que la mejor red neuronal y de 6,03 puntos menor que la mejor regresión múltiple. Asimismo el modelo ARIMA no presenta diferencias significativas en el coeficiente de correlación con la RNC ($P_\alpha = 0,1642$), y si las tiene con la regresión múltiple ($P_\alpha = 0,0017$). Esto se muestra en la figura 6.6 en la que se representan los valores de demandas diarias observadas versus estimadas en validación de los tres modelos. El modelo de regresión múltiple tiene las mayores desviaciones de la línea 1:1, mientras que los modelos RNC y ARIMA muestran un mayor acercamiento de los valores estimados y observados. La RNC tiene un mejor funcionamiento que el modelo ARIMA en el intervalo de demandas de 0 a 20.000 m³/día, ya que la dispersión de los puntos con respecto a la línea 1:1 es menor. Para valores mayores de la demanda se tiende a una infraestimación en la RNC y a una sobreestimación en el modelo ARIMA.

Tabla 6.8. Bondad de las estimaciones de los modelos univariantes de series temporales

Modelo	Parámetros	Validación				Test t	
		R ²	F**	% SEP	E	t	P _α
Suavizado exponencial simple	S ₀ = 113.000; α _d = 0,505	0,7973	F(1;143)=562,56	28,68	0,7950	-0,408	0,684
Suavizado lineal exponencial	S ₀ = -70,6; T ₀ = 141,3; α _d = 0,374; β _d = 0,059	0,8247	F(1;143)=672,77	26,94	0,8191	-0,812	0,418
ARIMA (1,0,0)	Φ ₁ = 0,9669*	0,7823	F(1;143)=513,80	30,24	0,7721	1,370	0,173
ARIMA (2,0,0)	Φ ₁ = 0,5754*; Φ ₂ = 0,4049*	0,8134	F(1;143)=623,17	27,66	0,8094	0,912	0,363
ARIMA (1,0,1)	Φ ₁ = 0,9951*; Θ ₁ = 0,5587*	0,8211	F(1;143)=656,22	26,98	0,8186	0,731	0,466
ARIMA (1,1,0)	Φ ₁ = -0,4148*	0,8580	F(1;142)=858,07	27,66	0,8047	0,052	0,958
ARIMA (0,1,1)	Θ ₁ = 0,5640*	0,8574	F(1;142)=853,48	26,92	0,8150	0,236	0,814
ARIMA (1,1,2)	Φ ₁ = -0,9627*; Θ ₁ = -0,3918*; Θ ₂ = 0,4987*	0,8577	F(1;142)=856,17	26,81	0,8164	0,200	0,842
ARIMA (2,2,0)	Φ ₁ = -0,9219*; Φ ₂ = -0,3499*	0,7227	F(1;141)=367,41	34,98	0,6798	-0,107	0,915
ARIMA (1,2,0)	Φ ₁ = -0,6862*	0,6997	F(1;141)=328,58	37,30	0,6360	-0,065	0,949
ARIMA (0,2,2)	Θ ₁ = 0,7209*; Θ ₂ = 0,2786*	0,7150	F(1;141)=353,68	35,30	0,6740	-0,284	0,777

*P_α < 0,05 **P_α < 0,001

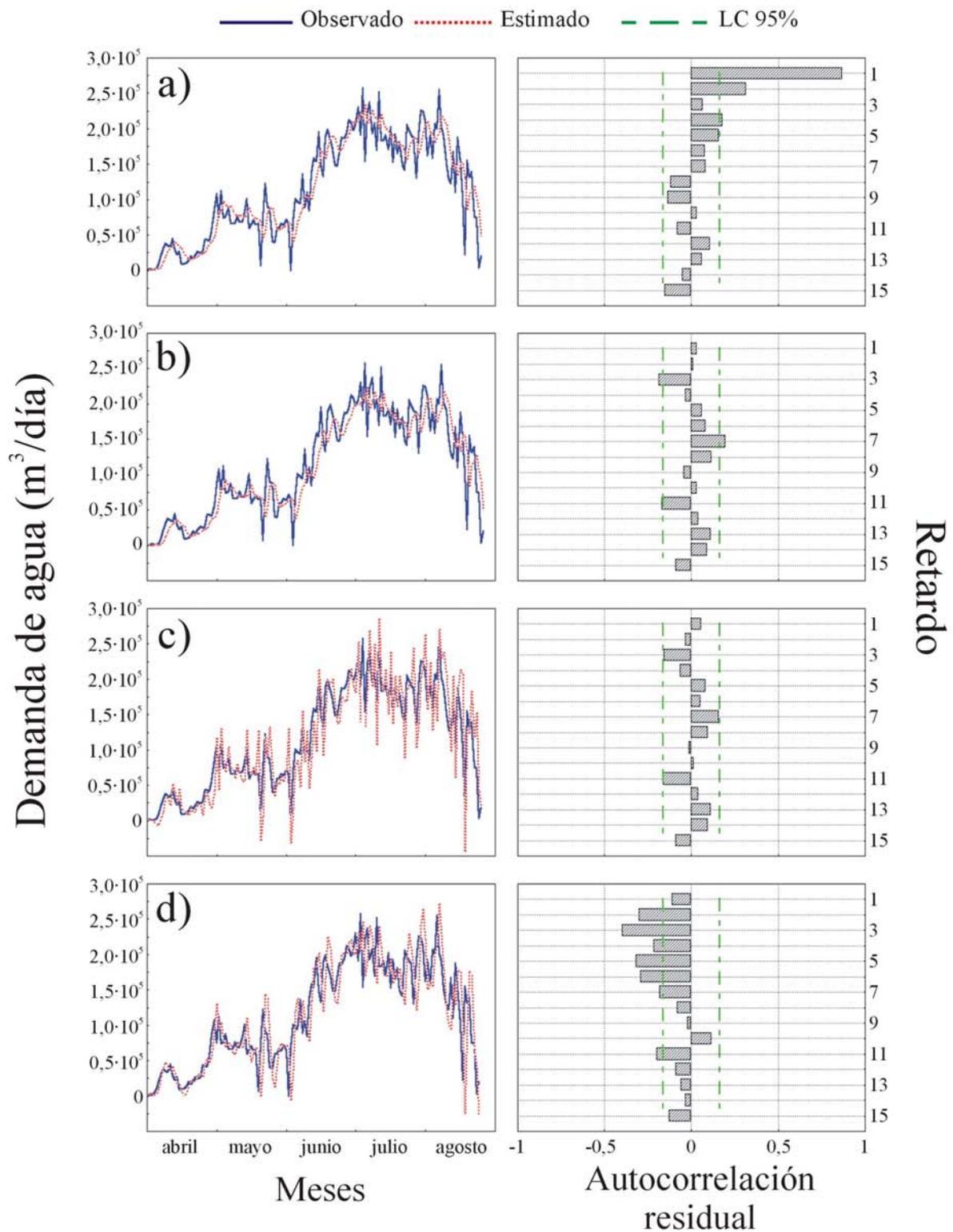


Figura 6.5. Demandas diarias de agua observadas y estimadas, y autocorrelación residual en validación según los modelos de series temporales: a) suavizado lineal exponencial; b) ARIMA(1,0,1); c) ARIMA(1,1,2); d) ARIMA(2,2,0) (LC 95% = límite de confianza al 95 %)

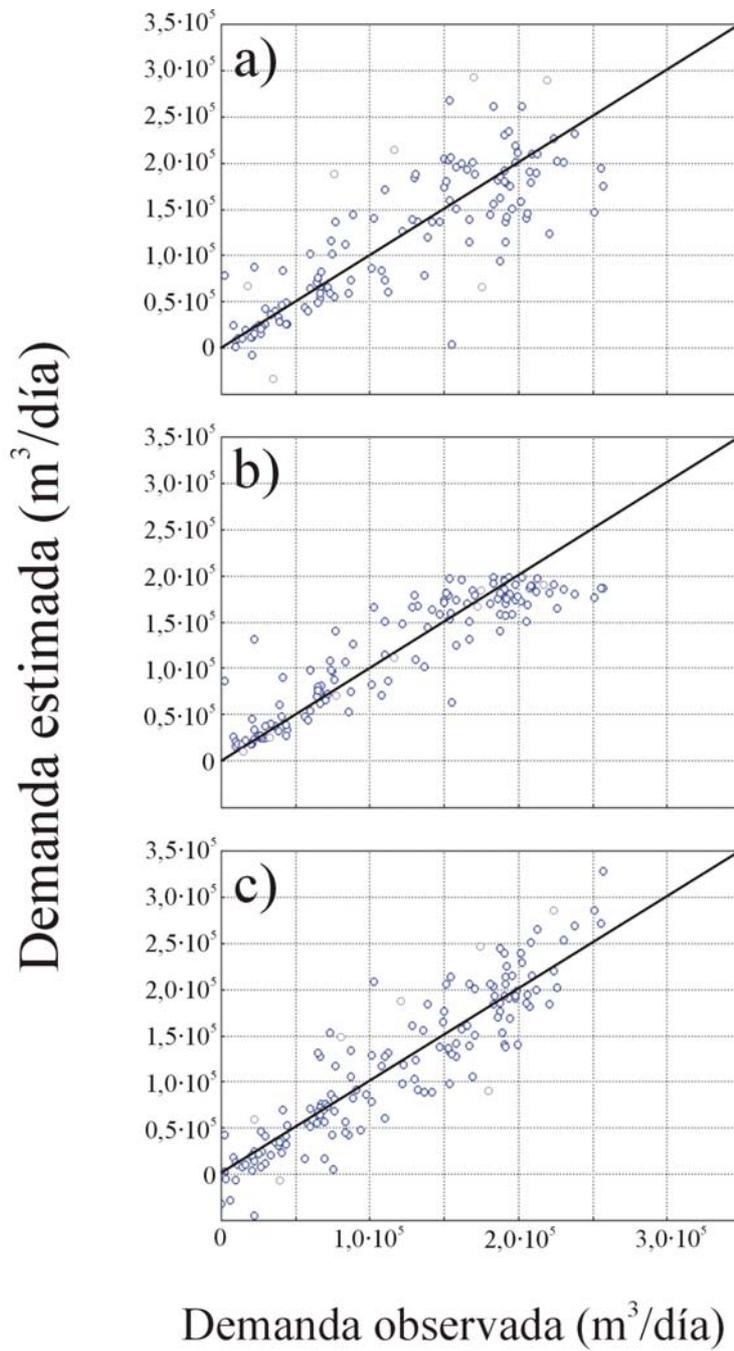


Figura 6.6. Demandas diarias de agua observadas versus estimadas en validación según los modelos: a) regresión múltiple con variables independientes las demandas y las temperaturas máximas de los dos días anteriores al de estimación; b) red neuronal (4,12,12,1) con $R_u^2 = 94 \%$; c) ARIMA(1,1,2)

6.4. DISCUSIÓN

En apartados anteriores se muestra el potencial de las redes neuronales computacionales en el control en tiempo real de los volúmenes diarios a bombear en redes de distribución de agua para riego, ya que son buenas estimadoras de la demanda diaria al encontrarse durante la generalización correlaciones del 90,65 % y magnitudes de error del 25,5 %. En general, las RNCs son superiores (menor magnitud de error % SEP y mayor coeficiente de eficiencia E) en la estimación de la demanda diaria de agua a las regresiones múltiples y a los análisis univariantes de series temporales (descomposición y modelos ARIMA). Las RNCs muestran también superioridad en el coeficiente de correlación R con respecto a las mejores regresiones múltiples. Sin embargo, el mejor modelo ARIMA tiene un R mayor que la mejor RNC, pero estadísticamente no hay diferencias significativas. Estos resultados son semejantes a los obtenidos por Thirumalaiah y Deo (2000) en la estimación del régimen de caudales de un río.

En los mejores modelos de las técnicas de RNC y de regresión múltiple se tienen las curvas estimadas desplazadas con respecto a las curvas observadas, pero la RNC estima valores menos extremos, es decir, más centrados alrededor de un valor medio, infraestimando los valores altos de demanda. Esto puede ser consecuencia de la falta de valores de esas características en el conjunto de datos de entrenamiento, como igualmente sugieren Yang y col. (1997a) que señalan la importancia de la calidad de este conjunto. Asimismo, el mejor modelo ARIMA no presenta el desplazamiento anteriormente citado, pero la estimación se aleja de los valores observados cuando hay diferencias de entidad entre las demandas de agua de días consecutivos, lo que supone principalmente una sobreestimación en los valores altos de demanda, como al igual les ocurre a Hsu y col. (1995) en la simulación de la escorrentía.

Tanto en las redes neuronales como en los análisis de regresión múltiple se tienen los mejores resultados cuando se consideran las variables demanda de agua y temperatura máxima de los dos días anteriores al de estimación, pero la bondad del ajuste difiere poco con respecto a considerar sólo las demandas de los dos días anteriores, lo cual puede condicionar la elección del modelo más simple. Asimismo, se aprecia el mejor funcionamiento de las RNCs sobre la regresión múltiple en el caso de tener datos con ruido, es decir, variables que pueden tener alta multicolinealidad entre ellas. Considerando sólo las variables significativas las diferencias en las estimaciones entre ambas técnicas son menores.

El tiempo y el número de épocas empleados durante el entrenamiento de las RNCs han sido sensiblemente inferiores a los obtenidos por otros autores (Ranjithan y col., 1993; Rizzo y Dougherty, 1994; Álvarez y Bolado, 1996). Estas diferencias pueden explicarse al hecho de que se estimen diferentes parámetros, pero también pueden ser debidas a que en este trabajo se ha utilizado una variante del modelo de retropropagación estándar (EDBD) como algoritmo de aprendizaje, que aumenta el ritmo de aprendizaje efectivo en determinadas direcciones. Asimismo, el método de entrenamiento propuesto en función de coeficientes de determinación

umbrales se ha mostrado muy eficiente durante la generalización, ya que las redes han proporcionado una respuesta correcta ante patrones que no han sido empleados en el entrenamiento, es decir, no se incurre en un sobreajuste de los ejemplos presentados durante la fase de calibración, como igualmente concluyen Gutiérrez-Estrada y col. (2000).

Los principales problemas asociados a las RNCs desarrolladas en este trabajo han sido la identificación de su arquitectura y del coeficiente de determinación umbral, así como el mayor tiempo computacional empleado en comparación a las otras aplicaciones alternativas. Siendo los sistemas neuronales modelos heurísticos, no se pueden dar reglas concretas sobre el control de la convergencia, del diseño de la red, y de la inicialización y cambio de pesos para resolver un problema concreto. En la bibliografía lo único que se encuentra son unas cuantas pautas generales deducidas de la experiencia de numerosos autores. Por ello, es necesario conocer de antemano la naturaleza de la situación problema, condición no necesaria en otros muchas técnicas estadísticas de predicción. Por esto, en este trabajo se inician los análisis con la regresión múltiple, la cual identifica las variables independientes que influyen significativamente sobre la variable dependiente, al igual que otros autores realizan análisis de componentes principales para el preprocesamiento de los datos (Ventura y col., 1997b).

6.5. BIBLIOGRAFÍA

- Ali, M.M.; C. Storey y A. Törn. 1997. Application of stochastic global optimization algorithms to practical problems. *J. Optim. Theory and Appl.*, 95: 545-563.
- Álvarez, J. y S. Bolado. 1996. Descripción de los procesos de infiltración mediante redes neuronales artificiales. *Ingeniería del Agua*, 3: 39-46.
- Amit, D.; H. Gutfreund y H. Sompolinsky. 1985. Spin-glass models of neural networks. *Physical Rev.*, A 32: 1.007-1.018.
- Andersen, N.K.; P. Harremoës; S. Sorensen y H.S. Andersen. 1997. Monitoring and real time control in a trunk sewer. *Water Sci. Tech.*, 36: 337-342.
- Anguita, M.M. 1999. *Modelo de predicción del riego por surcos mediante redes neuronales artificiales*. Trabajo Profesional Fin de Carrera. Universidad de Córdoba.
- Arca, B.; F. Benincasa; M. De Vincenzi y A. Ventura. 1998. Reti neurali per la simulazione dell'evaporato da vasca di Classe A. *Riv. di Irr. e Dre.*, 45: 55-60.
- Aziz, A.R.A. y K.F.V. Wong. 1992. Neural network approach to the determination of aquifer parameters. *Ground Water*, 30: 164-166.

- Blank, T.B. y S.D. Brown. 1993. Non-linear multivariate mapping of chemical data using feed-forward neural networks. *Anal. Chem.*, 65: 3.081-3.089.
- Blum, A.L. y R.L. Rivest. 1992. Training a 3-node neural network is NP-complete. *Neural Networks*, 5: 117-127.
- Bryson, A.E. y Y.C. Ho. 1969. *Applied optimal control*. Blaisdell, New York.
- Burns, J.A. y G.M. Whitesides. 1993. Feed-forward neural networks in chemistry: mathematical systems for classification and pattern recognition. *Chem. Rev.*, 93: 2.583-2.601.
- Caianello, E.R. 1961. Outline of a theory of thought and thinking machines. *J. Theoret. Biol.*, 1: 204-235.
- Camacho, E.; M.M. Anguita e I. Pulido. 2000. Diseño del riego por surcos mediante redes neuronales artificiales. *Actas del XVIII Congreso Nacional de Riegos*, Junta de Andalucía, Huelva, 93-94.
- Carriere, P.; S. Mohaghegh y R. Gaskari. 1996. Performance of a virtual runoff hydrograph system. *J. Water Resour. Plang. and Mgmt.*, 122: 421-427.
- Chao, L.C. y M.J. Skibniewski. 1994. Estimating productivity: neural-network-based approach. *J. Comp. in Civ. Engrg.*, 8: 234-251.
- Cybenco, G. 1989. Approximation by superpositions of a sigmoidal function. *Mathematics of Controls, Signals, and Systems*, 2: 303-314.
- Dawson, C.W. y R. Wilby. 1998. An artificial neural network approach to rainfall-runoff modeling. *Hydrological Sci.*, 43: 47-66.
- Dibike, Y.B.; D. Solomatine y M.B. Abbott. 1999. On the encapsulation of numerical-hydraulic models in artificial neural network. *J. Hydr. Res.*, 37: 147-161.
- Dougherty, M.S.; H.R. Kirby y R.D. Boyle. 1993. Use of neural networks to recognize and predict traffic congestion. *Traffic Engrg. and Control*, 34: 311-314.
- Dreyfus, H.L. y S.E. Dreyfus. 1999. Fabricar una mente versus modelar el cerebro: la inteligencia artificial se divide de nuevo. *El nuevo debate sobre la inteligencia artificial. Sistemas simbólicos y redes neuronales*. S.R. Graubard, Gedisa, 2: 25-58.
- Elkordy, M.F.; K.C. Chang y G.C. Lee. 1993. Neural networks trained by analytically simulated damage states. *J. Comp. in Civ. Engrg.*, 7: 130-145.

- Ellis, G.W.; C. Yao; R. Zhao y D. Penumadu. 1995. Stress-strain modeling of sands using artificial neural networks. *J. Geotechnical Engrg.*, 121: 429-435.
- Fernando, D.A.K. y A.W. Jayawardena. 1998. Runoff forecasting using RBF networks with OLS algorithm. *J. Hydrol. Engrg.*, 3: 203-209.
- Fiorino, P. y S. Mancuso. 1998. Aplicación de una red neuronal artificial para la identificación de 24 cultivares de olivo. *Olivae*, 73: 37-43.
- Fletcher, S.G. y K. Ponnambalam. 1998. A constrained state formulation for the stochastic control of multireservoir systems. *Water Resour. Res.*, 34: 257-270.
- Foody, G.M. 1998. Mapping coastal vegetation from airborne thematic mapper data with a neural network. *Proc. 24th Ann. Conf. and Exhibition of the Remote Sensing Soc., The University of Greenwich, 9-11 September*, 732-738.
- French, M.N.; W.F. Krajewski y R.R. Cuykendall. 1992. Rainfall forecasting in space and time using a neural network. *J. Hydrol.*, 137: 1-31.
- Ghaboussi, J.; J.H. Garrett Jr. y X. Wu. 1991. Knowledge-based modeling of material behavior with neural networks. *J. Engrg. Mech.*, 117: 132-153.
- Goh, A.T.C. 1995. Modeling soil correlations using neural networks. *J. Comp. in Civ. Engrg.*, 9: 275-277.
- Govindaraju, R.S. 2000. Artificial neural networks in hydrology. II: Hydrologic applications. *J. Hydrol. Engrg.*, 5: 124-137.
- Gutiérrez-Estrada, J.C.; I. Pulido-Calvo y J. Prenda. 2000. Gonadosomatic index estimates of an introduced pumpkinseed (*Lepomis gibbosus*) population in a Mediterranean stream, using computational neural networks. *Aquat. Sci.*, 62: 350-363.
- Hair, Jr., J.F.; R.E. Anderson; R.L. Tatham y W.C. Black. 1999. Análisis de regresión múltiple. *Análisis multivariante*. Prentice Hall Iberia, 5ª ed., Madrid, 4: 143-226.
- Hartnett, M.; D. Diamond y P.G. Barker. 1993. Neural networks based recognition of flow injection patterns. *Analyst*, 118: 347-354.
- Hebb, D.O. 1949. *The organization of behavior*. Wiley, New York.
- Hervás, C.; A. Garrido; B. Lucena; N. García y E. De Pedro. 1994. Near infrared spectroscopy for classification of Iberian pig carcasses using an artificial neural network. *J. Near Infrared Spectrosc.*, 2: 177-184.

- Hervás, C.; S. Ventura; M. Silva y D. Pérez-Bendito. 1998. Computational neural networks for resolving nonlinear multicomponent systems based on chemiluminescence methods. *J. Chem. Inform. and Computer Sci.*, 38: 1.119-1.124.
- Hinton, G.E. y J.A. Anderson. 1981. *Parallel models of associative memory*. Lawrence Erlbaum Associates, Potomac, Maryland.
- Hinton, G.E. y T. Sejnowski. 1983. Optimal perceptual inference. *IEEE Proc. Computer Soc. Conf. on Computer Vision and Pattern Recognition*, Washington, D.C., IEEE Computer Society Press, 448-453.
- Hjelmfelt, A.T. y M. Wang. 1996. Predicting runoff using artificial neural networks. *Surface-Water Hydrol.*, 233-244.
- Hopfield, J.J. 1982. Neurons with graded response have collective computational properties like those of two-state neurons. *Proc. National Academy of Sci. (USA)*, 79: 2.554-2.558.
- Hsu, K.; H.V. Gupta y S. Sorooshian. 1995. Artificial neural network modeling of the rainfall-runoff process. *Water Resour. Res.*, 31: 2.517-2.530.
- Hsu, K.; X. Gao; S. Sorooshian y H.V. Gupta. 1997. Precipitation estimation from remotely sensed information using artificial neural networks. *J. Appl. Meteorology*, 36: 1.176-1.190.
- Hsu, K.; H.V. Gupta; X. Gao y S. Sorooshian. 1999. Estimation of physical variables from multichannel remotely sensed imagery using a neural network: application to rainfall estimation. *Water Resour. Res.*, 35: 1.605-1.618.
- Islam, S. y R. Kothari. 2000. Artificial neural networks in remote sensing of hydrologic processes. *J. Hydrol. Engrg.*, 5: 138-144.
- Johnson, V.M. y L.L. Rogers. 2000. Accuracy of neural network approximators in simulation-optimization. *J. Water Resour. Plng. and Mgmt.*, 126: 48-56.
- Jowitt, P.W.; R.T. Garrett; S.C. Cook y G. Germanopoulos. 1987. Real time forecasting and control for water distribution. *Int. Conf. on Computer Appl. for Water Supply and Distribution*, Leicester, September.
- Jowitt, P.W. y C. Xu. 1992. Demand forecasting for water distributions systems. *Civ. Engrg. Systems*, 9: 105-121.
- Judd, J.S. 1990. *Neural network design and the complexity of learning*. MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

- Kao, J. 1996. Neural net for determining DEM-based model drainage pattern. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 122: 112-121.
- Kartam, N.; I. Flood y J.H. Garrett Jr. 1997. *Artificial neural networks for civil engineers: fundamentals and applications*. American Society of Civil Engineers, ASCE, 215 pp.
- Karunanithi, N.; W.J. Grenney; D. Whitley y K. Bovee. 1994. Neural networks for river flow prediction. *J. Comp. in Civ. Engrg.*, 8: 201-220.
- Kentala, E.; I. Pyykkö; Y. Auramo y M. Juhola. 1997. Neural networks in neurotologic expert systems. *Acta Otolaryngol*, 529: 127-129.
- Kitanidis, P.K. y R.L. Bras. 1980. Real time forecasting with a conceptual hydrological model. 2. Applications and results. *Water Resour. Res.*, 16: 1.034-1.044.
- Lacroix, R.; F. Salehi; X.Z. Yang y K.M. Wade. 1997. Effects of data preprocessing on the performance of artificial neural networks for dairy yield prediction and cow culling classification. *Trans. ASAE*, 40: 839-846.
- León, C.; S. Martín; J.M. Elena y J. Luque. 2000. EXPLORE-Hybrid expert system for water networks management. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 126: 65-74.
- Lorrai, M. y G.M. Sechi. 1995. Neural nets for modelling rainfall-runoff transformations. *Water Resour. Mgmt.*, 9: 299-313.
- Maier, H.R. y G.C. Dandy. 1996. The use of artificial neural networks for the prediction of water quality parameters. *Water Resour. Res.*, 32: 1.013-1.022.
- Martín, B. y A. Sanz. 1997. *Redes neuronales y sistemas borrosos*. Ra-Ma, 387 pp.
- Martínez-Alzamora, F. y A. Vela. 1996. Optimización del esquema de operación de una red. *Curso de análisis, diseño, operación y mantenimiento de redes hidráulicas a presión*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, y Aguas de Valencia (Eds.), tomo I, capítulo 10.
- Mason, J.C.; R.K. Price y A. Tem' me. 1996. A neural network model of rainfall-runoff using radial basis functions. *J. Hydr. Res.*, 34: 537-548.
- McClendon, R.W.; G. Hoogenboom e I. Seginer. 1996. Optimal control and neural networks applied to peanut irrigation management. *Trans. ASAE*, 39: 275-279.
- McCulloch, W.S. y W. Pitts. 1943. A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity. *Bull. Mathematical Biophysics*, 5: 115-137.

- Minai, A.A. y R.D. Williams. 1990. Acceleration of back-propagation through learning rate and momentum adaptation. *Int. Joint Conf. Neural Networks*, 1: 676-679.
- Minsky, M.L. 1954. *Neural nets and the brain-model problem*. Tesis Doctoral. Universidad de Princeton, EE.UU.
- Minsky, M.L. y S. Papert. 1969. *Perceptrons: an introduction to computational geometry*. MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1ª ed.
- Molino, B.; G. Rasulo y L. Tagliatalata. 1996. Forecast model of water consumption for Naples. *Water Resour. Mgmt.*, 10: 321-332.
- Moreu, P. 1999. Series temporales. *Estadística Informatizada*. Paraninfo, 11: 93-108.
- Morimoto, T.; T. Takeuchi; H. Miyata y Y. Hashimoto. 2000. Pattern recognition of fruit shape based on the concept of chaos and neural networks. *Computers and Electronics in Agric.*, 26: 171-186.
- Morshed, J. y J.J. Kaluarachchi. 1998. Parameter estimation using using artificial neural network and genetic algorithm for free-product and recovery. *Water Resour. Res.*, 34: 1.101-1.113.
- Murtaza, M.B. y D.J. Fisher. 1994. NEUROMODEX-Neural network system for modular construction decision making. *J. Comp. in Civ. Engrg.*, 8: 221-233.
- Muttiah, R.S.; R. Srinivasan y P.M. Allen. 1997. Prediction of two-year peak stream discharges using neural networks. *J. Am. Water Resour. Assoc.*, 33: 625-630.
- Nakatsuji, T. y T. Kaku. 1989. Application of neural network models to traffic engineering problems. *Proc. Infrastructure Planning*, 12: 297-304.
- Navone, H.D. y H.A. Ceccatto. 1994. Predicting Indian monsoon rainfall: a neural network approach. *Climate Dyn.*, 10: 305-312.
- Nel, D. y J. Haarhoff. 1996. Sizing municipal water storage tanks with Monte Carlo simulation. *J. Water SRT—Aqua*, 45: 203-212.
- Nilsson, N.J. 1965. *Learning machines: foundations of trainable pattern-classifying systems*. McGraw-Hill, New York.
- Norreys, R. e I. Cluckie. 1996. Real time assessment of transient spills (RATS). *Water Sci. Tech.*, 33: 187-198.
- Norreys, R. e I. Cluckie. 1997. A novel approach to the real-time modelling of large urban drainage systems. *Water Sci. Tech.*, 36: 19-24.

- Palazón, J. 1998. *Modelización de la intensidad de la lluvia: métodos estadísticos y uso de redes neuronales artificiales*. Trabajo Profesional Fin de Carrera. Universidad de Córdoba.
- Parker, D.B. 1987. Optimal algorithms for adaptative networks: Second order backpropagation, second order direct propagation, and second order Hebbian learning. *Proc. Int. Conf. on Neural Networks*, IEEE Press, New York, II: 593-600.
- Parmar, R.S.; R.W. McClendon; G. Hoogenboom; P.D. Blankenship; R.J. Cole y J.W. Dornier. 1997. Estimation of aflatoxin contamination in preharvest peanuts using neural networks. *Trans. ASAE*, 40: 809-813.
- Pesonen, E.; M. Eskelinen y M. Juhola. 1996. Comparison of different neural network algorithms in the diagnosis of acute appendicitis. *Int. J. Bio-Medical Comp.*, 40: 227-233.
- Pesonen, E.; M. Eskelinen y M. Juhola. 1998a. Treatment of missing data values in a neural network based decision support system for acute abdominal pain. *Artificial Intelligence in Med.*, 13: 139-146.
- Pesonen, E.; C. Ohmann; M. Eskelinen y M. Juhola. 1998b. Diagnosis of acute appendicitis in two databases. Evaluation of different neighborhoods with an LVQ neural network. *Meth. Inform. Med.*, 37: 59-63.
- Poff, N.L.; S. Tokar y P. Johnson. 1996. Stream hydrological and ecological responses to climate change assessed with an artificial neural network. *Limnol. and Oceanog.*, 41: 857-863.
- Raman, H. y V. Chandramouli. 1996. Deriving a general operating policy for reservoirs using neural networks. *J. Water Resour. Plng. and Mgmt.*, 122: 342-347.
- Raman, H. y N. Sunilkumar. 1995. Multi-variate modeling of water resources time series using artificial neural networks. *Hydrological Sci.*, 40: 145-163.
- Ranjithan, S.; J.W. Eheart y J.H. Garret Jr. 1993. Neural network-based screening for groundwater reclamation under uncertainty. *Water Resour. Res.*, 29: 563-574.
- Ray, C. y K.K. Klindworth. 2000. Neural networks for agrichemical vulnerability assessment of rural private wells. *J. Hydrol. Engrg.*, 5: 162-171.
- Rizzo, D.M. y D.E. Dougherty. 1994. Characterization of aquifer properties using artificial neural networks: neural kriging. *Water Resour. Res.*, 30: 483-497.
- Rogers, L.L. y F.U. Dowla. 1994. Optimization of groundwater remediation using artificial neural networks with parallel solute transport modeling. *Water Resour. Res.*, 30: 457-481.

- Rogers, L.L.; F.U. Dowla y V.M. Johnson. 1995. Optimal field-scale groundwater remediation using neural networks and the genetic algorithm. *Envir. Sci. and Technol.*, 29: 1.145-1.155.
- Rosenblatt, F. 1957. *The perceptron: a perceiving and recognizing automaton*. Report 85-460-1, Project PARA, Cornell Aeronautical Laboratory, Ithaca, New York.
- Rosenblatt, F. 1960. On the convergence of reinforcement procedures in simple perceptrons. Report VG-1196-G-4, Cornell Aeronautical Laboratory, Ithaca, New York.
- Rosenblatt, F. 1962. *Principles of neurodynamics*. Spartan, Chicago.
- Rüfenatch, H.P. y H. Guibentif. 1997. A model for forecasting water consumption in Geneva canton, Switzerland. *J. Water SRT—Aqua*, 46: 196-201.
- Rumelhart, D.E. y J.L. McClelland. 1986. *Parallel Distributed Processing*. MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Russell, S. y P. Norvig. 1996. El aprendizaje en las redes neuronales y de creencia. *Inteligencia artificial: un enfoque moderno*. Prentice Hall Hispanoamericana, S.A., 19: 595-630.
- Saad, M.; A. Turgeon; P. Bigrs y R. Duquete. 1994. Learning disaggregation technique for the operation of long-term hydro-electric power systems. *Water Resour. Res.*, 30: 3.195-3.202.
- Sánchez, L.; V. Arroyo; J. García; K. Koev y J. Revilla. 1998. Use of neural networks in design of coastal sewage systems. *J. Hydr. Engrg.*, 124: 457-464.
- Saporta, D. y M. Muñoz. 1994. El consumo en redes de distribución. Predicción diaria de la demanda. *Mejora del rendimiento y de la fiabilidad en sistemas de distribución de agua*. Aguas de Valencia y U.D. Mecánica de Fluidos (UPV), 2: 43-75.
- Seginer, I.; Y. Hwang; T. Boulard y J.W. Jones. 1996. Mimicking an expert greenhouse grower with a neural-net policy. *Trans. ASAE*, 39: 299-306.
- Shao, J.; H. Xin y J.D. Harmon. 1997. Neural network analysis of postural behavior of young swine to determine the IR thermal comfort state. *Trans. ASAE*, 40: 755-760.
- Shin, H. y J.D. Salas. 2000. Regional drought analysis based on neural networks. *J. Hydrol. Engrg.*, 5: 145-155.
- Shukla, M.B.; R. Kok; S.O. Prasher; G. Clark y R. Lacroix. 1996. Use of artificial neural networks in transient drainage design. *Trans. ASAE*, 39: 119-124.
- Shvartser, L.; U. Shamir y M. Feldman. 1993. Forecasting hourly water demands by pattern recognition approach. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 119: 611-627.

- Sigrimis, N.A.; K.G. Arvanitis y R.S. Gates. 2000. A learning technique for a general purpose optimizer. *Computers and Electronics in Agric.*, 26: 83-103.
- Smith, J. y R.N. Eli. 1995. Neural-network models of rainfall-runoff process. *J. Water Resour. Plng. and Mgmt.*, 121: 499-508.
- Tamari, S.; J.H.M. Wösten y J.C. Ruiz-Suárez. 1996. Testing an artificial neural network for predicting soil hydraulic conductivity. *Soil Sci. Soc. Am. J.*, 60: 1.732-1.741.
- Tawfik, M.; A. Ibrahim y H. Fahmy. 1997. Hysteresis sensitive neural network for modeling rating curves. *J. Comp. in Civ. Engrg.*, 11: 206-211.
- Testezlaf, R.; F.S. Zazueta y T.H. Yeager. 1997. A real-time irrigation control system for greenhouses. *Applied Engrg. in Agric.*, 13: 329-332.
- Thirumalaiah, K. y M.C. Deo. 1998. River stage forecasting using artificial neural networks. *J. Hydrol. Engrg.*, 3: 26-32.
- Thirumalaiah, K. y M.C. Deo. 2000. Hydrological forecasting using neural networks. *J. Hydrol. Engrg.*, 5: 180-189.
- Tokar, A.S. y P.A. Johnson. 1999. Rainfall-runoff modeling using artificial neural networks. *J. Hydrol. Engrg.*, 4: 232-239.
- Tokar, A.S. y M. Markus. 2000. Precipitation-runoff modeling using artificial neural networks and conceptual models. *J. Hydrol. Engrg.*, 5: 156-161.
- Uriel, E. 1995. *Análisis de datos. Series temporales y análisis multivariante*. AC, Madrid, 433 pp.
- Ventura, S. 1996. *Diseño de redes neuronales en métodos cinéticos*. Tesis Doctoral. Universidad de Córdoba.
- Ventura, S.; M. Silva; D. Pérez-Bendito y C. Hervás. 1995. Artificial neural networks for estimation of kinetic analytical parameters. *Anal. Chem.*, 67: 1.521-1.525.
- Ventura, S.; M. Silva; D. Pérez-Bendito y C. Hervás. 1997a. Estimation of parameters of kinetic compartmental models by use of computational neural networks. *J. Chem. Inform. and Computer Sci.*, 37: 517-521.
- Ventura, S.; M. Silva; D. Pérez-Bendito y C. Hervás. 1997b. Computational neural networks in conjunction with principal component analysis for resolving highly nonlinear kinetics. *J. Chem. Inform. and Computer Sci.*, 37: 287-291.
- Werbos, P.J. 1974. *Beyond regression: New tools for prediction and analysis in the behavioural sciences*. Tesis Doctoral. Universidad de Harvard.

- Wessel, M.D. y P. Jurs. 1994. Prediction of reduced ion mobility constants from structural information using multiple lineal regression analysis and computational neural networks. *Anal. Chem.*, 66: 2.480-2.487.
- Widrow, B. 1962. Generalization and information storage in networks of adaline 'neurons'. *Self-organizing systems*. Yovits, M.C., G.T. Jacobi y G.D. Goldstein (ed.), Spartan, Chicago , 435-461.
- Widrow, B. y M.E. Hoff. 1960. Adaptive switching circuits. *1960 IRE WESCON Convention Record*, New York, 96-104.
- Wu, X.; J. Ghaboussi y J.H. Garret. 1992. Use of neural networks in detection of structural damage. *Computers and Structures*, 42: 649-659.
- Yang, C.C.; S.O. Prasher y R. Lacroix. 1996. Applications of artificial neural networks to land drainage engineering. *Trans. ASAE*, 39: 525-533.
- Yang, C.C.; S.O. Prasher; R. Lacroix; S. Sreekanth; N.K. Patni y L. Masse. 1997a. Artificial neural network model for subsurface-drained farmlands. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 123: 285-292.
- Yang, C.C.; S.O. Prasher; G.R. Mehuys y N.K. Patni. 1997b. Application of artificial neural networks for simulating of soil temperature. *Trans. ASAE*, 40: 649-656.
- Yang, C.C.; S.O. Prasher; S. Sreekanth; N.K. Patni y L. Masse. 1997c. An artificial neural network model for simulating pesticide concentrations in soil. *Trans. ASAE*, 40: 1.285-1.294.
- Xin, J.; F.S. Zazueta; A.G. Smajstrla; T.A. Wheaton; J.W. Jones y D.D. Dankel II. 1997. CIMS: An integrated real-time computer system for citrus microirrigation management. *Applied Engrg. in Agric.*, 13: 785-790.
- Zhang, M.; J. Fulcher y R.A. Scofield. 1997. Rainfall estimation using artificial neural network group. *Neurocomputing*, 16: 97-115.
- Zhang, S.P.; H. Watanabe y R. Yamada. 1994. Prediction of daily water demands by neural networks. *Stochastic and statistical method in hydrology and environmental engineering*. K.W. Hipel y col., eds., Kluwer, Dordrecht, The Netherlands, 3: 217-227.
- Zou, Y.; Y. Shen; L. Shu; Y. Wang; F. Feng; K. Xu; Y. Qu; Y. Song; Y. Zhong; M. Wang y W. Liu. 1996. Artificial neural network to assist psychiatric diagnosis. *British J. Psychiatry*, 169: 64-67.
- Zupan, J. y J. Gasteiger. 1991. Neural networks: a new method for solving chemical problems or just a passing phase?. *Anal. Chim. Acta*, 248: 1-30.

ANEXO 6.I. MANUAL DEL USUARIO DEL SIMULADOR DE REDES NEURONALES COMPUTACIONALES

La aplicación de ordenador desarrollada tiene como objetivo la simulación de Redes Neuronales Computacionales (RNCs). En función del tipo de aprendizaje y de la arquitectura, los modelos de redes neuronales que se pueden considerar en esta aplicación son: supervisados unidireccionales (retropropagación estándar, DBD, EDBD y LVQ), híbridos (RBF) y no supervisados realimentados (ART 1, ART 2 y Hopfield).

En el aprendizaje *supervisado* se presenta a la red un conjunto de patrones (entrada-salida objetivo) e iterativamente ésta ajusta sus pesos hasta que su salida tienda a ser la deseada, mientras que en el *no supervisado* se presentan a la red los datos de entrada sin adjuntar la respuesta que deseamos. En el aprendizaje *híbrido* coexisten en la red los dos tipos de aprendizaje anteriores, normalmente en distintas capas de neuronas. Asimismo, atendiendo al flujo de datos en la red neuronal, podemos hablar de redes *unidireccionales*, donde la información circula en un único sentido desde las neuronas de entrada hacia las de salida, y de redes *realimentadas* en las que la información puede circular en cualquier sentido.

En este caso se describe con amplitud el manejo del módulo de la aplicación correspondiente a la red neuronal supervisada unidireccional EDBD que es la utilizada en la estimación de la demanda diaria de agua de la red de distribución. Para iniciar el programa basta con hacer doble 'click' en el icono de dicha aplicación que se encuentra en el escritorio de Windows (figura 6.I.1). De este modo aparece la **Ventana Principal**, que está compuesta de distintas opciones en la barra de herramientas y en el entorno de la ventana (figura 6.I.2). A continuación se describe cada una estas opciones.



Figura 6.I.1. Inicio de la aplicación de ordenador REDGEN 1.0 desde el acceso directo en el escritorio de Windows

6.I.1. VENTANA PRINCIPAL

La ventana principal de REDGEN 1.0 se encuentra físicamente dividida en tres partes: a) una barra de herramientas con seis opciones *Archivo*, *Red*, *Arquitectura de la red*, *Aprendizaje*, *Generalización* y *Ayuda*, que sirve principalmente para introducir los datos de entrenamiento y de generalización, así como para seleccionar la arquitectura y el tipo de aprendizaje de la RNC; b) dos bloques en la parte izquierda del entorno de la ventana, *Arquitectura* y *Parámetros de aprendizaje*, donde se muestran las características fundamentales de la arquitectura y del tipo de aprendizaje de la RNC elegida; c) los bloques *Entrenamiento* y *Parámetros estadísticos* y una ventana para la representación gráfica de los errores total y de validación en cada época, en la parte derecha del entorno de la ventana, en los cuales se

visualiza como se lleva a cabo el proceso del entrenamiento o aprendizaje de la red neuronal (figura 6.I.2).

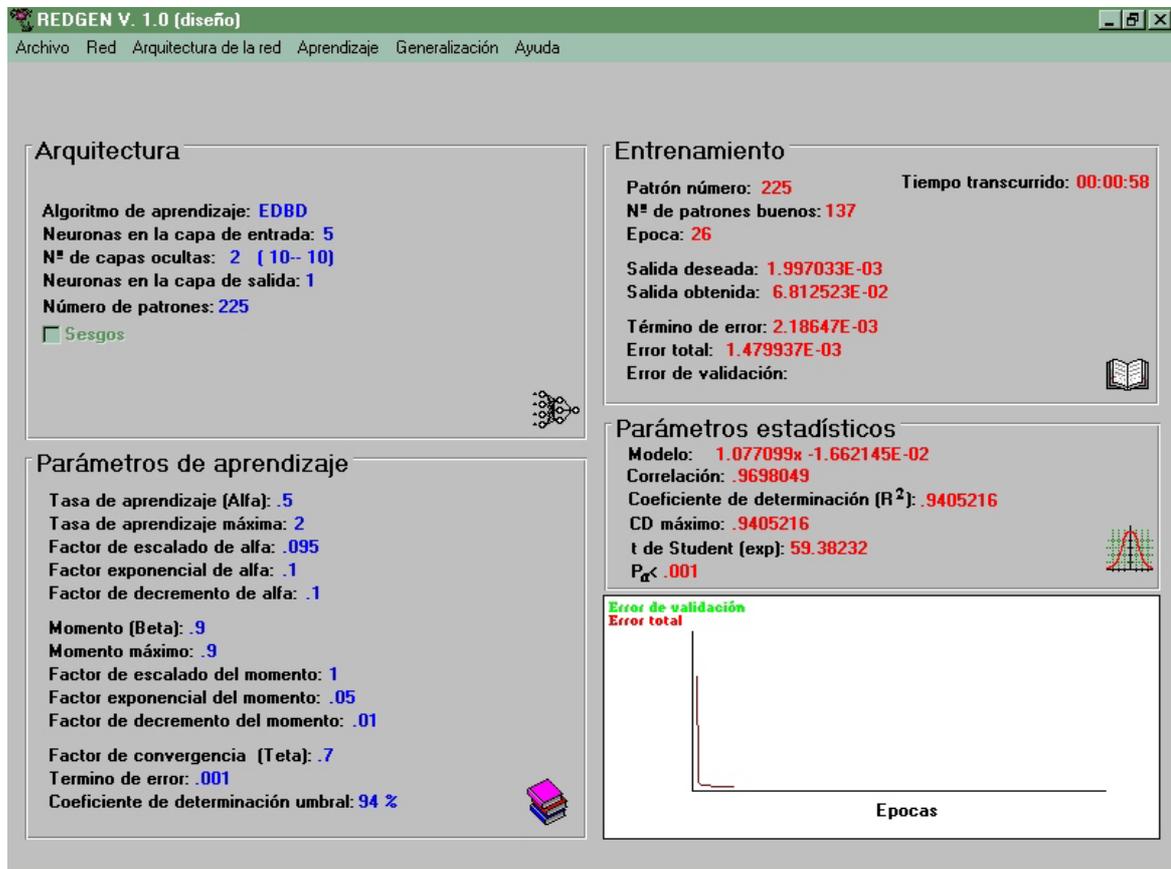


Figura 6.I.2. Ventana principal de la aplicación de ordenador REDGEN 1.0

6.I.1.1. Opción de barra *Archivo*

La opción de barra *Archivo* presenta un menú desplegable con seis opciones: *Nuevo*, *Entrenamiento*, *Guardar resultados como*, *Guardar pesos como*, *Imprimir* y *Salir* (figura 6.I.3). La opción *Nuevo* permite la introducción de nuevos datos para la simulación de todas las redes neuronales como se desee sin necesidad de iniciar la aplicación.

La opción *Entrenamiento* es el soporte principal para la lectura de los datos relativos al conjunto de entrenamiento (entradas-salidas objetivo). De este modo, al marcarla aparecen dos alternativas: *Cargar entradas de entrenamiento* y *Cargar salidas de entrenamiento*, las cuales requieren los archivos con los valores de las variables de entrada y de salida de la RNC, respectivamente. Estos ficheros pueden ser de tipo texto o Excel, y han de presentar los valores de cada variable en columnas.

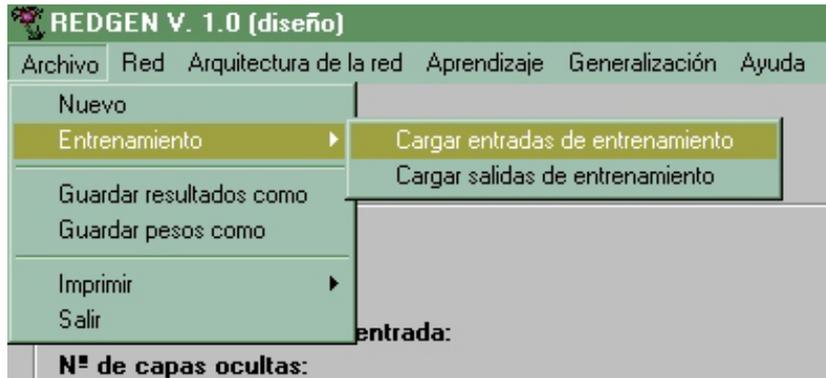


Figura 6.I.3. Menú desplegable de la opción de barra Archivo

La opción *Guardar resultados como*, tal y como su nombre indica, pide el nombre del fichero donde quedan almacenados los resultados obtenidos en el entrenamiento de la RNC. La extensión del archivo es ‘.res’ y presenta en columnas los valores observados frente a los estimados por la RNC, así como los coeficientes de correlación y de determinación y el error total et del entrenamiento, que se calcula como:

$$et_g = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^s \delta_k^2; \quad et = \frac{\sum_{g=1}^N et_g}{N} \quad (6.I.1)$$

siendo et_g el término de error para el patrón g ; δ_k la señal de error de la neurona k de salida (ecuación 6.4); s el número de neuronas de salida, y N el número de patrones utilizados en el entrenamiento de la RNC.

La opción *Guardar pesos como* pide el nombre del archivo donde se guardan los valores de los pesos o conexiones de cada una de las neuronas de la red. Su extensión es ‘.pes’ y tiene un número de columnas igual al número de capas de la RNC menos 1. De este modo, si tenemos una red neuronal con una capa de entrada, dos capas ocultas y una capa de salida, la primera columna del archivo presenta las conexiones de las neuronas de la capa de entrada con las neuronas de la primera capa oculta, la segunda columna los pesos de las conexiones de las neuronas de las dos capas intermedias, y la tercera columna los pesos de las conexiones de los nodos de la segunda capa oculta con la capa de salida.

La opción *Imprimir* tiene a su vez dos alternativas: *Configuración de impresora* y *Datos*. La primera permite seleccionar la impresora que se va a utilizar así como la configuración de ésta: orientación, tamaño y origen del papel, y tipo y calidad de gráficos. Asimismo se puede indicar el intervalo de impresión (todo, selección, páginas), la calidad de la impresión y el número de copias a realizar. La segunda alternativa solicita la dirección del fichero de datos o resultados que se quiere imprimir. Por último, la opción *Salir* implica la terminación de la aplicación.

6.I.1.2. Opción de barra *Red*

El menú desplegable que resulta al marcar esta opción permite seleccionar entre redes neuronales supervisadas, no supervisadas e híbridas. Del primer tipo podemos seleccionar como algoritmos de aprendizaje: retropropagación estándar (Back-propagation), DBD (Delta-Bar-Delta), EDBD (Extended Delta-Bar-Delta) y LVQ (Learning Vector Quantization). De la segunda clase, los algoritmos de aprendizaje disponibles son: ART 1, ART 2 (Adaptative Resonance Theory) y Hopfield, y del tercer tipo el algoritmo RBF (Radial Basis Function).

6.I.1.3. Opción de barra *Arquitectura de la red*

Esta opción es la que permite definir el tipo de estructura de la red neuronal. *Nodos* es la primera alternativa que aparece en el menú que se despliega al marcar esta opción, y asimismo, cuenta con tres posibilidades: *Entradas*, *Capas ocultas* y *Salidas*. Al seleccionar *Entradas* aparece una ventana en la que hay que indicar el número de neuronas que va a tener la capa de entrada. Asimismo, al marcar *Capas ocultas* y *Salidas* aparecen nuevas ventanas donde se ha de señalar el número de capas ocultas y de neuronas en cada una de estas capas (figura 6.I.4), y el número de neuronas de la capa de salida, respectivamente. Una vez introducida la arquitectura deseada, aparece una nueva ventana donde hay que escribir el nombre del archivo donde se guarda esta estructura. La extensión de este fichero es '.top'.

La segunda alternativa de esta opción de la barra de herramientas se denomina *Sesgos* y consiste en añadir una neurona adicional a la RNC que se encuentra conectada a todas las demás neuronas de una capa de la red y que tiene permanentemente como valor de salida la unidad. Cada una de las neuronas a las que se conecta el sesgo consiguen que su entrada total pertenezca al dominio donde puede ser usada por la función de transferencia con un mejor rendimiento total de la red. Al seleccionar esta opción aparece una ventana donde se ha de indicar las capas de la red neuronal afectadas por una neurona de sesgo.

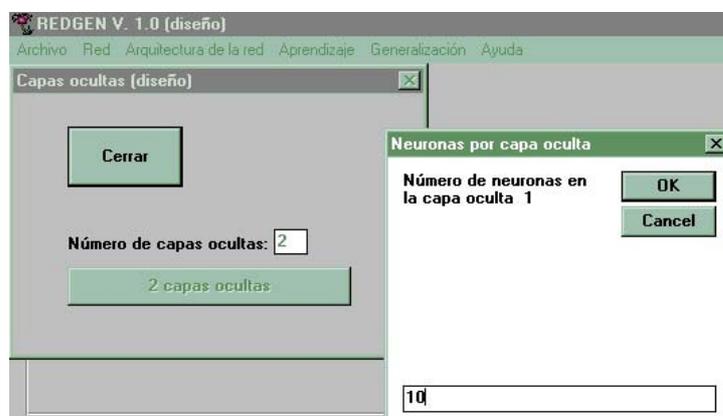


Figura 6.I.4. Ventanas donde se ha de indicar el número de capas oculta y el número de neuronas en estas capas de la RNC

6.I.1.4. Opción de barra *Aprendizaje*

En función del tipo de aprendizaje seleccionado se tendrán operativas unas u otras alternativas del menú desplegable que aparece al seleccionar la opción *Aprendizaje*. Las alternativas operativas se subdividen en tres bloques: a) parámetros necesarios en el aprendizaje de la RNC, que en el caso de elegir el algoritmo EDBD son: factor de convergencia o ponderación (*Factor de convergencia*) (ecuación (6.8)), valores máximos de la tasa de aprendizaje (*Tasa de aprendizaje máxima*) y del término de momento (*Momento máximo*), factores de escalado y de decremento para los coeficientes de aprendizaje y momento (*Factor de escalado de alfa*, *Factor de escalado del momento*, *Factor de decremento de alfa*, *Factor de decremento del momento*), factores exponenciales para el incremento de estos coeficientes (*Factor exponencial de alfa*, *Factor exponencial del momento*) (ecuaciones (6.9) y (6.10)), y el valor máximo aceptable del término de error de cada patrón \mathbf{g} (et_g) (*Término de error*); b) métodos de evaluación de los modelos de RNCs: *Método de división*, *Validación cruzada* y *Coefficiente de determinación umbral* (habrá que seleccionar uno de ellos); y c) inicio del proceso de entrenamiento: *Comenzar entrenamiento*.

Si se elige como método de evaluación de la RNC la alternativa *Método de división* hay que señalar el número de épocas que se quieren tener en el aprendizaje. El método de *Validación cruzada* consiste en entrenar y validar a la vez para detenerse en el punto óptimo donde el error de validación es mínimo. En el aprendizaje controlado por un *Coefficiente de determinación umbral* \mathbf{R}_u^2 , que previamente se indica en la ventana correspondiente, al final de cada época se comparan los valores observados y los estimados mediante una regresión lineal obteniendo un coeficiente de determinación \mathbf{R}^2 , y el entrenamiento termina cuando \mathbf{R}^2 es mayor o igual a \mathbf{R}_u^2 (figura 6.1).

6.I.1.5. Opción de barra *Generalización*

Esta opción permite cargar los resultados obtenidos en el entrenamiento para proceder a la validación del modelo con los datos del conjunto de generalización correspondiente. De este modo, las ventanas que se muestran con esta alternativa son: *Cargar topología de la red*, *Cargar datos de aplicación (entradas)*, *Cargar datos de aplicación (salidas)*, *Cargar fichero de pesos* y *Guardar resultados*.

En la alternativa *Cargar topología de la red* se abre el fichero con la extensión ‘.top’ en el que se recoge la arquitectura de la red neuronal (número de capas y de neuronas en cada capa) previamente guardada en la opción de barra *Arquitectura de la red* (apartado 6.I.1.3) (figura 6.I.5). Las opciones *Cargar datos de aplicación (entradas)* y *Cargar datos de aplicación (salidas)* son el soporte principal para la lectura de los datos relativos al conjunto de generalización (entradas-salidas objetivo). Al marcarlas aparecen las ventanas que requieren los archivos con los valores de las variables de entrada y de salida para la validación de la RNC, respectivamente. Estos ficheros pueden ser de tipo texto o Excel, y han de presentar los valores de cada variable en columnas. La opción *Cargar fichero de pesos* pide el nombre del

archivo donde se han guardado los valores de las conexiones de cada una de las neuronas de la red obtenidos en el entrenamiento, cuyo nombre se indicó en la opción de barra *Archivo* (apartado 6.I.1.1). La opción *Guardar resultados*, tal y como su nombre indica, pide el nombre del fichero donde quedan almacenados los resultados obtenidos en la generalización de la RNC. La extensión del archivo es ‘.res’ y presenta en columnas los valores observados frente a los estimados por la RNC, así como los coeficientes de correlación y de determinación, el porcentaje de error estándar de predicción % SEP (ecuación (6.11)) y el coeficiente de eficiencia E (ecuación (6.12)).



Figura 6.I.5. Ventana donde se ha de indicar el nombre del archivo que contiene la estructura del conexas de las neuronas de la red

6.I.1.6. Opción de barra *Ayuda*

La opción *Contenido* de este menú permite que el usuario obtenga información respecto a las bases teóricas de la metodología desarrollada en esta aplicación de ordenador y respecto a su manejo. La búsqueda de la información puede obtenerse de una ficha que describe el contenido general o de una ficha índice de palabras clave. La opción *Acerca de...* muestra una caja de diálogo con la información general del programa: nombre, autor, organismo donde se ha desarrollado la aplicación, versión y año (figura 6.I.6).

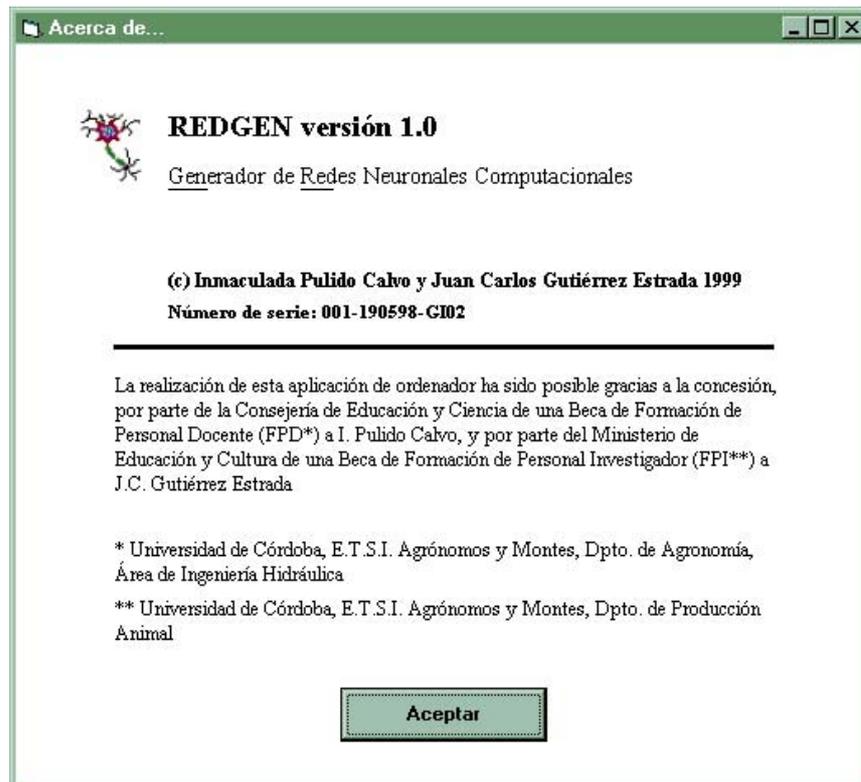


Figura 6.I.6. Caja de diálogo con la información general del programa REDGEN 1.0

6.I.1.7. Bloques *Arquitectura* y *Parámetros de aprendizaje*

En estos dos bloques, situados en la parte izquierda del entorno de la ventana principal, se muestran las características fundamentales de la arquitectura y del tipo de aprendizaje de la RNC. En el bloque *Arquitectura* se visualiza el tipo de algoritmo de aprendizaje seleccionado, el número de capas y de neuronas en cada capa (detrás del número de capas ocultas se muestra entre paréntesis el número de neuronas de estas capas), si se han considerado neuronas de sesgo (si el recuadro de sesgos tiene la marca \surd indica la presencia de estas neuronas), y el número de patrones (entradas-salidas objetivo) utilizados en el entrenamiento de la red neuronal. Toda esta información ha sido introducida con anterioridad en las opciones de barra *Archivo*, *Red* y *Arquitectura de la red* (figura 6.I.2).

En el bloque *Parámetros de aprendizaje* se visualizan los valores de los parámetros necesarios para el aprendizaje (según el tipo de algoritmo elegido en la opción de barra *Red*) y el método de evaluación del modelo de RNC, que previamente han sido seleccionados e introducidos en la opción de barra de menú *Aprendizaje* (figura 6.I.2).

6.I.1.8. Bloques *Entrenamiento* y *Parámetros estadísticos*

Estos bloques se encuentran en la parte derecha del entorno de la ventana principal junto con la representación gráfica del error total en el entrenamiento y del error de validación en cada época, y sirven para visualizar como se lleva a cabo el proceso de aprendizaje de la red neuronal en tiempo real, cuya forma de controlarlo se ha señalado con anterioridad en la opción *Aprendizaje* de la barra de herramientas (figura 6.I.2).

En el bloque *Entrenamiento* la aplicación indica el patrón g que en cada instante se está introduciendo en la RNC (*Patrón número*), el número de patrones que tienen en cada época un término de error et_g menor o igual al valor máximo aceptable indicado en el bloque *Parámetros de aprendizaje* (*Nº de patrones buenos*), el número de la época que se está realizando (*Epoca*), las salidas deseadas y estimadas por cada patrón (*Salida deseada* y *Salida obtenida*), el término de error de cada patrón et_g , y el error total de entrenamiento et para cada época. La variación del error total en cada época se representa gráficamente en la parte inferior derecha del entorno de la ventana principal. En el caso de utilizar en la evaluación del modelo el método de validación cruzada (apartado 6.I.1.4), se encuentra también operativa la alternativa que señala el error de validación de cada época, que se calcula con (6.I.1) utilizando como datos el conjunto de validación, y que se representa junto al error total en cada época. También hay un indicador del tiempo transcurrido en el entrenamiento en horas, minutos y segundos.

Después de cada época, la aplicación de ordenador realiza una regresión lineal entre los datos observados (variable dependiente) y los estimados (variable independiente) por la RNC, resultados que se indican en el bloque *Parámetros estadísticos* y que son: la ecuación del modelo, los coeficientes de correlación y de determinación, y el análisis de la varianza correspondiente con el estadístico t y el nivel de significación P_α . Asimismo, también se va indicando el valor máximo que toma el coeficiente de determinación en el entrenamiento (*CD máximo*), ya que puede suceder que inicialmente el error total de entrenamiento sea pequeño lo que supone altos R^2 , pero con un mayor número de épocas aumente el error y por tanto disminuya R^2 (circunstancia que puede deberse a un sobreaprendizaje de la red neuronal).

6.I.2. REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE HARDWARE E INSTALACIÓN

Para el funcionamiento adecuado del programa se requiere un ordenador con un procesador 486 o superior, con un mínimo de 16 Megabytes de memoria RAM. El sistema operativo Windows 3.X o superior, y un mínimo de 1 Megabyte de espacio libre en el disco duro.

El programa está codificado en lenguaje MS Visual Basic versión 3.0 y Borland C++ versión 4.0. El procedimiento de instalación es el típico de los programas diseñados para este sistema operativo y se hace a partir de 1 disco de instalación. La desinstalación debe hacerse desde el icono del panel de control.

ANEXO 6.II. GLOSARIO

A_t :	Diferencia en valor absoluto entre la demanda observada y estimada en el instante t
B :	Operador retroceso que asigna a una variable su valor en el instante anterior
b_0, b_1, \dots, b_q :	Coefficientes de la regresión múltiple
d_k :	Variable deseada de salida k de la red neuronal computacional
d_{kg} :	Salida deseada k del patrón g
\bar{d}_{kg} :	Valor medio de las salidas deseadas del conjunto de predicción
E :	Coefficiente de eficiencia
e_k :	Variable de salida k de la red neuronal computacional
e_{kg} :	Salida estimada por la neurona k para el patrón g
e_t :	Error total del entrenamiento
e_{tg} :	Término de error para el patrón g
$f(I_j)$:	Función de transferencia de la neurona j
F :	Estadístico del análisis de la varianza
I_j :	Suma de los valores ponderados sobre los datos que recibe como entrada la neurona j
N :	Número total de patrones del conjunto de calibración (entradas-salida objetivo) o de validación (salida objetivo-salida deseada)
P_α :	Nivel de significación estadística
P, D, Q :	Órdenes del modelo ARIMA
R :	Coefficiente de correlación
R^2 :	Coefficiente de determinación
R_u^2 :	Coefficiente de determinación umbral
RNC:	Red Neuronal Computacional
S :	Medida de la asociación entre los valores observados y los estimados
S_{obs} :	Medida de la variabilidad de los valores observados frente a la media
S_t :	Variable de alisado en el tiempo t
$\% SEP_k$:	Porcentaje de error estándar de predicción para la neurona de salida k
t :	Estadístico del test t de dependencia de dos muestras
T_t :	Variable de alisado en el tiempo t
V_b^* :	Valor escalado de la variable V_b
$V_{max,b}$:	Valor máximo de la variable V_b aumentado en un 15 %
$V_{min,b}$:	Valor mínimo de la variable V_b minorado en un 15 %

W_{ji} :	Peso o conexión de la neurona i con la neurona j
x_1, \dots, x_q :	q variables independientes del análisis de regresión múltiple
x_{ji} :	Entrada i de la neurona j
y_{pj} :	Respuesta p de la neurona j
α_d :	Parámetro de alisado
$\alpha(t)$:	Tasa o coeficiente de aprendizaje en el tiempo t
$\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_q$:	Coefficientes de regresión parcial
β_d :	Parámetro de alisado
δ_j :	Señal de error de la neurona intermedia j de la red neuronal computacional
δ_k :	Señal de error de la neurona de salida k de la red neuronal computacional
$\bar{\delta}_j(t)$:	Media ponderada del término de error de cada neurona j en el tiempo t
ε :	Término de error de regresión parcial
Φ, Θ :	Parámetros del modelo ARIMA
$\gamma_\alpha, \gamma_\mu$:	Factores exponenciales para el incremento de los coeficientes de aprendizaje $\alpha(t)$ y de momento $\mu(t)$
$\varphi_\alpha, \varphi_\mu$:	Factores de decremento para los coeficientes de aprendizaje $\alpha(t)$ y de momento $\mu(t)$
$\kappa_\alpha, \kappa_\mu$:	Factores de escalado para los coeficientes de aprendizaje $\alpha(t)$ y de momento $\mu(t)$
$\mu(t)$:	Término de momento en el tiempo t
θ :	Factor de ponderación

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

1. El 'análisis no jerárquico de clusters' es una herramienta útil para la determinación de las curvas de modulación horaria de la demanda de agua de una red de distribución a lo largo de la campaña de riegos, cuando se dispone de registros históricos de una serie de ciclos de funcionamiento. En el caso de la zona regable de Fuente Palmera:
 - 1.1. El hábito de los regantes se caracteriza por la preferencia para el riego de las horas de facturación eléctrica de coste bajo y medio (valle y llano) frente a las penalizadas (punta), y por la tendencia a mantener la misma forma de consumir durante toda la campaña de riegos.
 - 1.2. En la aplicación del agua en la zona regable se tienen en cuenta las necesidades hídricas de los cultivos (correlación del orden del 80 % entre las necesidades hídricas de los cultivos y los usos de agua), pero los usos son inferiores a las necesidades.
2. La metodología desarrollada para la generación de las funciones de densidad asociadas a la distribución de caudales de la campaña de riegos, es útil cuando no se dispone de registros históricos de los caudales horarios demandados en redes de distribución de agua para riego a la demanda, y presenta como ventaja el considerar el efecto de la concentración de las demandas en determinados momentos de la jornada de riegos debido a la diferenciación en la facturación horaria del suministro de energía eléctrica. Los criterios de proyecto basados en establecer una probabilidad de las tomas uniforme en todas las horas de la jornada de riegos suponen un dimensionado de la red de distribución en estudio para unos caudales inferiores a los que realmente se producen.
3. El diseño y gestión óptimos del régimen de bombeo y la evaluación de sus costes se realiza de un modo más aproximado que el ofrecido por las metodologías 'tradicionales' basadas en un único punto de funcionamiento de los impulsores y que no consideran la diferenciación horaria en el precio de la energía eléctrica. En el caso en estudio, el régimen de bombeo óptimo se caracteriza:
 - 3.1. Las combinaciones óptimas de los grupos motor-bomba tienen un alto fraccionamiento de la potencia total necesaria: 8 grupos en la impulsión a la balsa de regulación y 7 en la impulsión directa a la red de distribución.
 - 3.2. El régimen de funcionamiento óptimo de la impulsión a la balsa supone el uso exclusivo de las horas bonificadas de tarifa eléctrica, hasta que es necesario el uso de algunas horas de coste medio en período de máximas necesidades hídricas de los cultivos. Este esquema de operación, junto con el régimen de funcionamiento menos regular (peores rendimientos) de la estación de bombeo que impulsa directamente el caudal variable demandado por la red de distribución, hace que el coste de energía de la impulsión a la balsa sea un 50 % menor.

- 3.3. Régimen de funcionamiento de los grupos de bombeo con periodicidad diaria.
- 3.4. Aunque la disminución en los costes totales anuales al incorporar una bomba de velocidad variable es poco significativa (del orden del 6 %) con respecto a considerar todas las bombas de velocidad fija, hay que tener en cuenta los ahorros provenientes del mantenimiento, productividad, fiabilidad y longevidad de los grupos de bombeo.
4. La capacidad de almacenamiento óptima depende de la evolución de los usos de agua a lo largo de la campaña de riego. Conforme menores sean las fluctuaciones en los coeficientes de modulación de los patrones de demanda horaria, menor es el volumen de regulación óptimo. Con el patrón de demanda horaria existente en la zona regable de Fuente Palmera, el volumen de regulación óptimo de la balsa es del orden del 40 % de la demanda máxima diaria de la red de distribución, mientras que para el patrón sin discriminación horaria en los usos de agua el volumen óptimo resulta de un 25 % de la demanda máxima diaria.
5. En la valoración energética de los sistemas de impulsión resulta evidente la necesidad del conocimiento de la estructura de las tarifas eléctricas, o en el caso del mercado libre, las condiciones del suministro eléctrico. En el caso en estudio:
 - 5.1. Las tarifas generales presentan mejores facturaciones del suministro eléctrico que las tarifas R de riegos agrícolas, a pesar de ser estas últimas las tarifas reguladas mayoritariamente contratadas en los riegos.
 - 5.2. El tipo 5 de discriminación horaria es el que presenta los menores costes del consumo de energía eléctrica debido a la estacionalidad y variabilidad del uso del agua en la zona regable. Sin embargo, los costes totales de estos contratos aumentan con respecto a la discriminación tipo 3 como consecuencia de la facturación de la potencia.
 - 5.3. El no considerar el coste del término de potencia puede llegar a suponer el obviar el 55 % del coste total del suministro de energía eléctrica.
 - 5.4. Las potencias a contratar en las tarifas generales de alta tensión en el mercado libre deben ser las potencias máximas demandadas en cada período horario, mientras que en el resto de las tarifas las potencias óptimas a contratar resultan inferiores a las máximas registradas por los máxímetros.
 - 5.5. El coste de la potencia contratada se hace menor conforme mayor es el número de períodos de discriminación considerados en su facturación.
6. El modelo desarrollado, a partir de la valoración del mejor contrato del suministro eléctrico a tarifa regulada, se constituye como 'arma de gestión' de las zonas regables en las negociaciones con la compañía eléctrica del contrato del suministro en el mercado liberalizado. En la aplicación del modelo de optimización del diseño y la gestión del sistema de impulsión de Fuente Palmera, con las condiciones del suministro eléctrico

formalizadas en el mercado liberalizado, el coste energético es del 12 % mayor a la solución óptima a tarifa regulada.

7. Con la metodología propuesta para el diseño y la gestión óptimos de sistemas de impulsión y de almacenamiento de agua para riego se obtienen unos ahorros de los costes totales anuales del 41 % con respecto a la situación de la zona regable hasta abril de 1999 (contrato eléctrico con tarifa regulada) y del 30 % con respecto a la situación de la zona regable a partir del 1 de mayo de 1999 (contrato eléctrico en el mercado liberalizado).
8. Las Redes Neuronales Computacionales se han mostrado buenas estimadoras de la demanda diaria de agua de la red de distribución al encontrarse durante la validación correlaciones del 90,65 % y magnitudes de error del 25,5 %, considerando como variables de entrada a la red neuronal la demanda de agua y la temperatura máxima de los dos días anteriores al de estimación. Sus resultados son superiores a las regresiones múltiples y a los análisis univariantes de series temporales (modelos de descomposición y ARIMA).
9. Junto con los ahorros obtenidos con el diseño y gestión óptimos del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua para riego, la modelación de la demanda de agua a corto plazo (24 horas) supone un mayor ajuste de los volúmenes a bombear con la demanda real de la red de distribución, es decir, un uso más racional del recurso agua.